

E.T.S. de Ingeniería Industrial,  
Informática y de Telecomunicación

---

# Sistema de Generación y Suministro Eléctrico basado mayoritariamente en Energías Renovables para una comunidad isleña



Grado en Ingeniería  
en Tecnologías Industriales

---

Trabajo Fin de Grado

Autor: José Javier Rosas Echeverría

Directores: Pablo Sanchis Gúrpide y Eugenio Guelbenzu Michelena

Pamplona, 29 Junio de 2015





## Resumen

*El presente trabajo fin de grado desarrolla el diseño conceptual de un sistema híbrido aislado con una participación mayoritaria de las energías renovables incluyendo almacenamiento. En él se define un escenario, el número y tipología de usuarios, sus curvas de demanda y consumos así como su distribución geográfica. En él se trata así mismo de obtener la mayor información posible sobre los recursos energéticos renovables disponibles en el emplazamiento concreto. Se estudia una configuración posible, para proceder a su estudio y análisis energético. Para ello, se procede a simular el funcionamiento del sistema de generación, primero mediante Homer, y después mediante Matlab. Por último, una vez definido el sistema final, se procede a realizar un análisis económico simple para evaluar el coste final de la energía así como el precio de venta requerido para alcanzar una rentabilidad mínima.*

## Palabras clave

*Sistema híbrido aislado, carga eléctrica, recursos energéticos, sistema fotovoltaico, aerogenerador, sistema de almacenamiento, convertidor, generador diésel, simulación, COE, NPC.*





## Agradecimientos

*Me gustaría que estas líneas sirvieran para expresar mi más profundo y sincero agradecimiento a todas aquellas personas que con su ayuda ha sido posible la realización del presente trabajo, en especial a Eugenio Guelbenzu Michelena, Director de Tecnología e Innovación, tutor de este trabajo y sobre todo una grandísima persona, por el seguimiento, orientación y la supervisión continua del trabajo, pero sobre todo por la motivación y el apoyo recibido a lo largo de estos cinco meses, que aunque cortos, han supuesto un increíble viaje.*

*Especial reconocimiento merecen mi tío Jesus María Echeverría Eraso y Joaquín Ancín Vigiristi, con los que me encuentro en eterna deuda. Gracias a ellos he tenido la posibilidad de realizar el presente trabajo en Acciona Energía.*

*Quisiera hacer extensiva mi gratitud, por su amistad y colaboración, a mis compañeros del Departamento de Innovación de Acciona Energía.*

*Un agradecimiento muy especial merece Pablo Sanchis Gúrpide, también director del trabajo y profesor del área eléctrica de la Universidad Pública de Navarra, por su orientación en el proyecto, incluso en los momentos previos a mi estancia en Acciona.*

*Por último, quiero dar las gracias a mi familia y amigos, por el ánimo recibido. En especial me gustaría expresar mi más grande agradecimiento a mi madre, fuente de apoyo constante e incondicional en toda mi vida.*

*A todos ellos, gracias.*



## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>11</b>
1.1	Origen del Proyecto.....	11
1.2	Herramientas.....	11
1.2.1	HOMER .....	11
1.2.2	MATLAB .....	12
1.3	Objetivos .....	12
1.3.1	General .....	12
1.3.2	Específicos .....	12
1.4	Planificación del trabajo .....	12
1.4.1	Duración total del trabajo. ....	12
1.4.2	Tareas .....	13
1.4.3	Asignación de tiempo.....	15
<b>2</b>	<b>MARCO TEÓRICO.....</b>	<b>16</b>
2.1	Generación a partir de fuentes renovables .....	16
2.1.1	Eólica .....	16
2.1.2	Fotovoltaica.....	16
2.1.3	Micro-hidráulica .....	17
2.1.4	Biomasa .....	17
2.2	Generación a partir de energía fósil.....	18
2.3	Sistemas híbridos aislados.....	19
2.3.1	Sistema híbrido renovable-renovable .....	19
2.3.2	Sistema híbrido fósil-renovable .....	20
<b>3</b>	<b>BÚSQUEDA, DEFINICIÓN Y ESTABLECIMIENTO DE UN ESCENARIO Y CONSUMOS.....</b>	<b>21</b>
3.1	Situación geográfica de Chile .....	21
3.2	Descripción del sector eléctrico .....	21
3.2.1	Estructura del sector .....	21
3.2.2	Organización y funcionamiento del sector.....	23
3.3	Minería en Chile .....	24
3.4	Definición de Mina .....	26
3.5	Tipos de mina .....	26
3.6	Tamaño de una mina.....	27
3.6.1	Clasificación según Chile .....	27
3.6.2	Otras clasificaciones en Sudamérica .....	28

3.7	Métodos generales en la minas subterránea y a cielo abierto .....	28
3.7.1	Métodos mina subterránea.....	29
3.7.2	Métodos mina a cielo abierto .....	29
3.8	Partes de una mina subterránea .....	29
3.9	Operaciones generales en la minería.....	33
3.10	Operaciones específicas en la minería subterránea .....	34
3.11	Diferentes técnicas en la minería subterránea .....	37
3.12	Jornada Laboral .....	43
3.13	Cargas en una minería y establecimiento de consumo .....	44
3.13.1	Ventilación.....	46
3.13.2	Alumbrado exterior .....	47
3.13.3	Bombeo de agua .....	50
3.13.4	Cinta transportadora .....	52
3.13.5	Alumbrado interior.....	53
3.13.6	Campamento .....	54
3.13.7	Edificio oficina de Ingeniería .....	58
3.13.8	Jaula minera .....	60
3.13.9	Locomotora eléctrica .....	61
3.13.10	Trituradora .....	62
3.13.11	Distribución anual de todas las cargas .....	63
<b>4</b>	<b>ANÁLISIS DEL RECURSO RENOVABLE EN CHILE .....</b>	<b>67</b>
4.1	Mercado Potencial .....	67
4.1.1	Herramientas de búsqueda.....	70
4.1.2	Límites de la búsqueda.....	71
4.1.3	Análisis del recurso Arica y Parinacota.....	72
4.1.4	Análisis del recurso Tarapacá .....	73
4.1.5	Análisis del recurso renovable de Antofagasta .....	74
4.1.6	Análisis del recurso renovable de Atacama .....	77
4.1.7	Estudio de las minas de las zonas candidatas .....	83
4.1.8	Recursos renovables de la mina definitiva.....	87
<b>5</b>	<b>CONFIGURACIÓN, DIMENSIONAMIENTO Y ELECCIÓN DE COMPONENTES PARA EL SISTEMA HÍBRIDO.....</b>	<b>99</b>
5.1	Configuraciones de un sistema híbrido.....	99
5.1.1	Configuración en Serie .....	99

5.1.2	Configuración en Paralelo .....	100
5.1.3	Configuración conmutada .....	100
5.2	Reglas generales para el dimensionamiento de un sistema híbrido .....	101
5.2.1	Dimensionamiento generadores eólico y fotovoltaico .....	101
5.2.2	Dimensionamiento de los generadores diésel .....	102
5.2.3	Dimensionamiento convertidores.....	102
5.2.4	Dimensionamiento de las baterías.....	103
5.2.1	Elementos de control .....	104
5.2.2	Elementos de protección .....	105
5.3	Selección de los componentes del sistema.....	105
5.3.1	Búsqueda de generadores eólicos del mercado Chileno .....	105
5.3.2	Búsqueda de generadores fotovoltaicos del mercado Chileno .....	118
5.3.3	Búsqueda de generadores diésel del mercado Chileno .....	125
5.3.4	Búsqueda de baterías del mercado Chileno.....	125
5.3.5	Búsqueda de convertidores bidireccionales .....	127
<b>6</b>	<b>SIMULACION .....</b>	<b>128</b>
6.1	HOMER .....	128
6.1.1	Configuración del sistema .....	128
6.1.2	Control del sistema .....	128
6.1.3	Restricciones .....	130
6.1.4	Parámetros económicos.....	130
6.1.5	Demanda .....	132
6.1.6	Precio del combustible .....	136
6.1.7	Recurso solar .....	137
6.1.8	Temperatura.....	139
6.1.9	Generador fotovoltaico .....	139
6.1.10	Recurso eólico .....	140
6.1.11	Generadores eólicos.....	145
6.1.12	Generadores Diésel .....	146
6.1.13	Baterías.....	147
6.1.14	Convertidor .....	149
6.1.15	Resultados de la simulación .....	150
6.1.15.1	Análisis de sensibilidad del diésel .....	152
6.1.15.2	Comparación con un sistema sin almacenamiento .....	153

6.1.15.3	Comparación con un sistema de generación fósil.....	154
6.1.15.4	Comparación con diferentes estrategias .....	154
6.1.15.5	Comparación sistemas de diferente fracción renovable .....	156
6.2	MATLAB.....	158
6.2.1	Modelo Matemático de los componentes.....	158
6.2.2	Cálculo parámetros económicos.....	162
6.2.3	Estructura, proceso y posibles opciones.....	166
6.2.4	Resultados.....	172
<b>7</b>	<b>CONCLUSIONES FINALES Y LÍNEAS FUTURAS .....</b>	<b>174</b>
7.1	Conclusiones Chile.....	174
7.2	Conclusiones Homer .....	175
7.3	Conclusiones Matlab.....	176
7.4	Líneas futuras .....	177
	<b>Bibliografía.....</b>	<b>178</b>
	<b>ÍNDICE DE TABLAS .....</b>	<b>179</b>
	<b>ÍNDICE DE FIGURAS.....</b>	<b>182</b>
	<b>ANEXOS.....</b>	<b>186</b>
	Anexo I-Hoja de características del aerogenerador WINDFLOW W33-250:.....	186
	Anexo II-Hoja de características del módulo fotovoltaico SunEdison F325ByC:.....	187
	Anexo III-Proceso para calcular la irradiancia incidente sobre el generador fotovoltaico ...	188
	Anexo IV- Desarrollo de la ecuación para la obtención de la temperatura de la célula:.....	192
	Anexo V-Hoja de características del grupo electrógeno: .....	194
	Anexo VI-Datos de la Batería Intensium Max +20E.....	196
	Anexo VII-Hoja de características del convertidor bidireccional: .....	198
	Anexo VIII-Desarrollo de la ecuación para la obtención de la densidad del aire a partir de la altitud: .....	199
	Anexo IX-Informe de Homer de la solución final: .....	201
	Anexo X-Resultados de Matlab de la solución final: .....	210

## 1 INTRODUCCIÓN

### 1.1 Origen del Proyecto

La realización del presente trabajo fin de grado corresponde a la finalización de mis estudios de grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales. Mis inquietudes en cuanto a las energías renovables me llevaron a buscar durante mis estudios del séptimo semestre una empresa relacionada con las energías renovables. Enseguida contacté con Acciona y me aceptaron. Así, una vez en Acciona, mi tutor de prácticas me informó de un estudio del NREL realizado sobre los sistemas híbridos, en el que indicaba que no resultaba económicamente viable una penetración mayoritaria de energías renovables. La idea de realizar una incorporación principal de energías renovables nos interesó y de esta forma, intentando conjuntar tanto mis inquietudes en las energías renovables como mis conocimientos técnicos, me decanté por desarrollar un sistema híbrido aislado con una participación mayoritaria de las energías renovables.

### 1.2 Herramientas

Se emplearán programas informáticos para el desarrollo del trabajo. Excel, Word, MATLAB Y HOMER ENERGY han sido las herramientas fundamentales. Además, un explorador web ha sido indispensable. Asimismo, también se ha empleado Visio.

#### 1.2.1 HOMER

Es un modelo de optimización para sistemas híbridos aislados o conectados a red creado por NREL (National Renewable Energy Laboratory).



Figura 1-Logo de Homer. Fuente: Homer Energy

Sus siglas significan *Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources* (Optimización Híbrida de Múltiples Recursos Energéticos). El nombre tiene su origen en el clásico poeta Griego Homer.

Permite evaluar la viabilidad técnica y económica de un gran número de opciones tecnológicas (paneles fotovoltaicos, turbinas eólicas, biomasa, hidroeléctrica, generadores basados en combustibles fósiles...) y tiene en cuenta variaciones mensuales y horarias tanto en los recursos energéticos como en la demanda. Las configuraciones son ordenadas por Homer siguiendo el criterio de menos coste del ciclo de vida (NPC).

Actualmente este software es usado por 100.000 usuarios de 193 países distintos y se puede descargar gratis en la página web principal de HOMER ENERGY

### 1.2.2 MATLAB

Es una herramienta de software matemático con un entorno interactivo y lenguaje de alto nivel muy utilizado en universidad y centros de investigación por millones de ingenieros y científicos de todo el mundo.

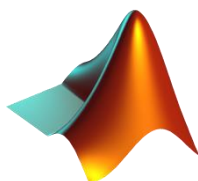


Figura 2-Logo de Matlab. Fuente: Matlab

Fue creado por el matemático y programador Cleve Moler en 1984 y sus siglas significan MATrix LABoratory (laboratorio de matrices).

Entre sus funciones se hallan la de representación de datos y funciones, manipulación de matrices, implementación de algoritmos, comunicación con programas en otros lenguajes y con otros dispositivos hardware, y la creación de interfaces de usuario, GUI. Además, se pueden ampliar las capacidades de MATLAB con las toolboxes (cajas de herramientas).

## 1.3 Objetivos

### 1.3.1 General

Desarrollar el diseño conceptual de un sistema híbrido aislado con una participación mayoritaria de las energías renovables incluyendo almacenamiento y considerando tanto la generación como el suministro. Se estudiarán diferentes penetraciones de energías renovables.

### 1.3.2 Específicos

- Familiarización con los sistemas híbridos aislados y su problemática.
- Definición, Establecimiento y Simulación de Escenarios.
- Desarrollo de modelos de simulación.
- Análisis de Costes y Rentabilidades.

## 1.4 Planificación del trabajo

Siguiendo los consejos del departamento de innovación de Acciona Energía, se procede a elaborar un estudio de la planificación del trabajo fin de grado con su respectiva duración de cada tarea. Este estudio permitirá organizarse al autor del presente TFG, saber la dimensión global del trabajo, conocer los distintos pasos que ha de tomar, y evaluar lo bien o mal que va.

### 1.4.1 Duración total del trabajo.

La duración total de la estancia del estudiante en Acciona Energía es de aproximadamente cuatro meses: del 17 febrero al 26 Junio de 2015. Esto suma un total de 30 créditos ECTS. Sin embargo, no todos los créditos están destinados a la realización del trabajo fin de grado. En concreto, están destinados para el trabajo 12 créditos. Como el horario laboral es de 8 horas



diarias y un crédito ECTS son 25-30h el estudiante deberá dedicarle al trabajo un total de 45 días laborables .Esta planificación le servirá para poder compaginar las prácticas y el trabajo sin centrarse demasiado en uno u otro.

### 1.4.2 Tareas

Aunque se ha descrito previamente los objetivos específicos, estos son muy generales y no son suficientes para realizar de forma detallada una planificación de todo el trabajo. A continuación se muestran todas las tareas que el estudiante debe hacer en orden de realización para terminar el trabajo fin de grado:

- Familiarización con los distintos sistemas de generación aislada:
  - i. *Generación a partir de combustibles fósiles.*  
Descripción, naturaleza del combustible, partes de un grupo electrógeno, ventajas y desventajas.
  - ii. *Generación a partir de fuentes renovables.*  
Descripción, energía solar fotovoltaica, energía eólica. Ventajas y desventajas.
  - iii. *Sistemas híbridos aislados.*  
Descripción. Ventajas y desventajas frente a generación a partir de un único recurso. Cargas CA y CC. Problemática. Configuraciones. Tipos. Componentes. Software de optimización.
- Búsqueda, definición y establecimiento de un escenario de usuarios y consumos.
  - i. *Búsqueda de una comunidad concreta*
  - ii. *Definir el número y tipología de usuarios*
  - iii. *Definir sus curvas de demanda y consumos*
  - iv. *Definir su distribución geográfica*
- Análisis de recursos energéticos renovables disponibles
  - i. *Analizar el recurso eólico del emplazamiento y las herramientas existentes para su estudio*
  - ii. *Analizar el recurso solar del emplazamiento y las herramientas existentes para su estudio*
- Estudio de una configuración de sistema híbrido de generación.
  - i. *Búsqueda de generadores diésel del mercado*
  - ii. *Búsqueda de generadores fotovoltaicos del mercado*
  - iii. *Búsqueda de generadores eólicos del mercado*
  - iv. *Búsqueda de baterías del mercado*
  - v. *Definir una posible configuración en función de los anteriores resultados.*
- Desarrollo de modelos de simulación.
  - i. *Familiarización con el programa HOMER*
  - ii. *Familiarizarse con la programación en MATLAB*

- iii. *Simular el funcionamiento del sistema de Generación mediante HOMER.*
  - iv. *Desarrollar código y simular el funcionamiento del sistema de Generación mediante Matlab.*
- **Análisis de Costes y Rentabilidades.**
  - i. *Evaluar el coste final de la energía*
  - ii. *Evaluar el coste inicial*
  - iii. *Analizar la rentabilidad*
- **Redacción de la memoria final.**
  - i. *Describir las tareas desarrolladas*
  - ii. *Describir los resultados obtenidos*
  - iii. *Describir las conclusiones finales.*

### 1.4.3 Asignación de tiempo

		Días laborables																																															
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45			
Teórico	Genera. combustibles fósiles	2																																															
	Generaci. fuentes renovables			2																																													
	Sistemas híbridos aislados					2																																											
Escenario	Búsqueda de una comunidad						3																																										
	Número y tipología de usuarios								2																																								
	Curvas de demanda y consumos										2																																						
	Distribución geográfica												1																																				
Recur.	Recurso eólico y herramientas													3																																			
	Recurso solar y herramientas															3																																	
Config.	Generador & batería mercado																2																																
	Configuración sist. Híbrido																		2																														
Simulación	Familiarizarse Homer																																																
	Familiarizarse Matlab																																																
	Simular Homer																																																
	Simular Matlab																																																
Costes	Coste energía																																																
	Coste inicial																																																
	Rentabilidad																																																
Memoria	Tareas desarrolladas																																																
	Describir resultados																																																
	Conclusiones finales																																																

*Tabla 1-Planificación tareas del presente trabajo fin de grado. Fuente: elaboración propia*

## 2 MARCO TEÓRICO

### 2.1 Generación a partir de fuentes renovables

La energía renovable es la energía que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen, o porque son capaces de regenerarse por medios naturales. Entre las energías renovables se cuentan la eólica, geotérmica, hidroeléctrica, mareomotriz, solar, undimotriz, la biomasa y los biocarburantes, aunque las cuatro tecnologías más usadas en la generación para sistemas aislados son la eólica, fotovoltaica, micro-hidráulica y la biomasa.

#### 2.1.1 Eólica

La energía eólica es la energía obtenida de la fuerza del viento, es decir, mediante la utilización de la energía cinética generada por las corrientes de aire. Esta energía aumenta linealmente con la densidad y con el cubo de la velocidad, además, este último parámetro aumenta con la altura sobre el terreno.

La energía eólica se obtiene mediante las aspas de los aerogeneradores (generalmente son de tres palas), que a su vez convierten la energía cinética en eléctrica a través de la transmisión a un generador eléctrico, que puede ser síncrono o asíncrono.

Las turbinas eólicas son diseñadas para multitud de tamaños, aunque para los sistemas aislados es frecuente el empleo de potencias menores a 100kW.

Una de sus principales inconvenientes es la intermitencia, por lo que es recomendable que el sistema aislado venga acompañado de otra fuente de generación y/o un sistema de almacenamiento.

#### 2.1.2 Fotovoltaica

Mediante los paneles fotovoltaicos se transforma la energía lumínica en energía eléctrica.

Se distinguen principalmente dos componentes del recurso solar: la radiación directa y la radiación difusa. La directa es la que llega directamente del foco solar, sin reflexiones o refracciones. La difusa es la emitida por la bóveda celeste diurna gracias a los fenómenos de reflexión y refracción.

Los paneles solares están compuestos por módulos y estos a su vez por células fotovoltaicas, las cuales están hechas de un material semiconductor, generalmente silicio.

Las células fotovoltaicas generan electricidad en CC con un rendimiento que ronda el 15%, aunque dependiendo de su tecnología puede variar. Las tecnologías más conocidas son la monocristalina y la policristalina. Si se requiere electricidad en CA, será necesario su conversión mediante un inversor.

Una importante ventaja de la energía solar es que permite la generación de energía en el mismo lugar de consumo mediante la integración arquitectónica en edificios. Así, podemos dar lugar a sistemas de generación distribuida en los que se eliminan casi por completo las

pérdidas relacionadas con el transporte (que en la actualidad suponen aproximadamente el 40 % del total) y la dependencia energética.

### **2.1.3 Micro-hidráulica**

Los sistemas hídricos obtienen la energía a partir de pequeños cauces de agua, utilizando una turbina conectada a un generador. Se ubican generalmente sobre el mismo cauce, requiriendo obras civiles menores para su instalación.

El funcionamiento básico es similar a las minicentrales hidráulicas, pero considerando equipos de menor envergadura y con instalaciones más simples. No existe una definición consensuada respecto del rango de potencia de trabajo que se considera como micro central, sin embargo para este documento se consideran como micro centrales, a aquellas con potencia menor a 300 KW y aisladas de la red eléctrica, según lo define la IEA.

Los principales elementos necesarios para implementar sistemas con esta tecnología son: la micro turbina, el generador, los sistemas de almacenamiento de energía y las líneas de transmisión, además de obras hidráulicas menores para el desvío y canalización de las aguas a fin de obtener un flujo que permita el movimiento de la turbina. Su factor de planta se encuentra entre 40 y 60% con una eficiencia en la conversión de hasta 92%.

Los costos de inversión asociados a esta tecnología podrían ubicarse dentro del rango 2.500 y 10.000 USD/kW, con un costo de operación y mantención entre 50 y 90 USD/kW al año [IEA/ETSAP, 2010]. El costo medio de la energía está en el rango de 9,8 a 58,2 centavos USD/kWh.

### **2.1.4 Biomasa**

La biomasa, definida como la materia orgánica renovable de origen vegetal, animal o procedente de la transformación natural o artificial de la misma (pellets, astillas, leña, huesos...), constituye una fuente de energía para diferentes tipos de aplicaciones (3kW-30MW), entre ellas la generación eléctrica en sistemas aislados.

Para ello existen procesos termoquímicos que mediante reacciones exotérmicas transforman parte de la energía química de la biomasa en energía térmica. Dentro de estos métodos se encuentran la combustión, gasificación y la pirólisis. La energía térmica obtenida puede utilizarse para calefacción; para uso industrial, como la generación de vapor; o para transformarla en otro tipo de energía, como la energía eléctrica.

Además, existen también otros procesos bioquímicos como la biodigestión, que convierte la biomasa en biogás que a su vez se emplea en un motor de combustión para obtener energía eléctrica.

## 2.2 Generación a partir de energía fósil

Los combustibles fósiles se pueden utilizar en forma sólida (carbón), líquida (petróleo) o gaseosa (gas natural). Son acumulaciones de seres vivos que vivieron hace millones de años y que se han fosilizado formando carbón o hidrocarburos. Este recurso, se caracteriza por ser limitado y contaminante, sin embargo, es el más utilizado en el mundo, y en los sistemas aislados sigue siendo una forma muy económica a corto plazo. No obstante, a largo plazo puede resultar más económico sistemas híbridos basados en energías renovables.

La máquina que utiliza el recurso fósil en un sistema aislado se denomina grupo electrógeno. Esta es una máquina que mueve un generador eléctrico a través de un motor de combustión interna y que se compone de los siguientes elementos:

- **Motor:** Representa la fuente de energía mecánica para que el alternador gire y genere electricidad. Existe dos tipos de motores: motores de gasolina y de gasoil (diésel). Generalmente los motores diésel son los más utilizados en los grupos electrógenos por sus prestaciones mecánicas, ecológicas y económicas.
- **Regulador del motor:** Sirve para mantener una velocidad constante del motor con relación a los requisitos de carga. La velocidad del motor está directamente relacionada con la frecuencia de salida del alternador, por lo que cualquier variación de la velocidad del motor afectará a la frecuencia de la potencia de salida.
- **Alternador:** La energía eléctrica de salida se produce por medio de un alternador autoexcitado, autorregulado y sin escobillas acoplado con precisión al motor, aunque también se pueden acoplar alternadores con escobillas para aquellos grupos cuyo funcionamiento vaya a ser limitado y, en ninguna circunstancia, forzado a regímenes mayores.
- **Sistema de refrigeración:** El sistema de refrigeración del motor puede ser por medio de agua, aceite o aire. El sistema de refrigeración por aire consiste en un ventilador de gran capacidad que hace pasar aire frío a lo largo del motor para enfriarlo. El sistema de refrigeración por agua/aceite consta de un radiador, un ventilador interior para enfriar sus propios componentes.
- **Otros:** Sistema eléctrico del motor, depósito de combustible y bancada, aislamiento de la vibración, silenciador y sistema de escape, sistema de control, interruptor automático de salida, etc.

Las ventajas de los grupos electrógenos frente a las energías renovables son:

- Coste inicial bajo
- Independencia del recurso renovable
- Produce lo necesario para abastecer la demanda, sin producir exceso

Y sus principales desventajas son:

- Altos costes de mantenimiento
- Las partes mecánicas sufren desgaste y deben ser reemplazadas
- Provocan vibraciones y pueden requerir un montaje especial para evitarlas
- Generan gases contaminantes
- Producen ruidos molestos aun cuando se equipan con cabinas insonorizadas

- Precio de la energía depende fuertemente del valor del precio del combustible
- Necesidad de almacenar y recorrer grandes distancias para comprar el combustible en sistemas aislados.

## 2.3 Sistemas híbridos aislados

Un sistema híbrido es aquel que emplea dos o más fuentes energéticas diferentes para la generación de electricidad.

Además de los generadores, los sistemas híbridos incluyen un sistema de almacenamiento además de un convertidor para abastecer las cargas correctamente, a una tensión y frecuencia determinada. Por último, el sistema híbrido incluye también un sistema de control para regular su funcionamiento.

Los sistemas híbridos presentan una serie de ventajas en comparación con sistemas de generación a partir de una única fuente o recurso:

- Menor coste de O&M
- Mayor fiabilidad de suministro eléctrico
- Reducción de la capacidad necesaria de almacenamiento (especialmente en los casos de fuentes renovables complementarias)
- Menor coste de ciclo de vida de producción de electricidad, al no depender tanto del precio de los combustibles
- Efecto medioambiental menor, al emitir menos o ningún gas contaminante

No obstante, también tiene las siguientes desventajas:

- Mayor grado de complicación frente a sistemas de una única fuente, provocando un encarecimiento del sistema.
- En el caso de que se dimensione cada fuente para que cubra la demanda de manera independiente puede ocasionar un sobredimensionamiento del sistema.
- Impacto medioambiental, por el empleo de generadores diésel y baterías.
- Alto capital inicial del sistema.

Los sistemas híbridos pueden estar constituidos por varias fuentes renovables (sistema híbrido renovable-renovable), o por un grupo electrógeno y fuentes renovables, denominándose sistema híbrido fósil-renovable:

### 2.3.1 Sistema híbrido renovable-renovable

Un sistema híbrido renovable-renovable se caracteriza por presentar únicamente fuentes de energías renovables, sin emplear ningún grupo electrógeno.

Así como los sistemas híbrido fósil-renovable pueden diseñarse sin ningún tipo de sistema de almacenamiento ya que el grupo electrógeno puede seguir la demanda en todo el momento, los sistemas híbridos renovable-renovable necesitan disponer de almacenamiento, al no coincidir casi nunca la generación con la demanda.

Frente a los sistemas de una única fuente renovable, se consigue un gran ahorro, al evitar un sobredimensionamiento debido a que se añade una segunda fuente de diferente naturaleza, se diversifican los recursos y se reduce la probabilidad de que haya niveles bajos de todos los recursos al mismo tiempo. Asimismo se consigue una mayor fiabilidad.

Frente a los sistemas fósil-renovable también presentan ventajas, entre ellas la no dependencia de los combustibles, menor coste de mantenimiento, menor ruido y ninguna contaminación.

### **2.3.2 Sistema híbrido fósil-renovable**

Gracias a su complementariedad, los sistemas híbridos fósil-renovable resultan ser los sistemas de menor costo para comunidades isleñas.

Por un lado, permite que en situaciones de baja demanda (que supondrían un rendimiento del grupo electrógeno) la demanda sea abastecida por las fuentes renovables junto con las baterías, de forma que el generador queda relegado a los picos de mayor potencia o en momentos que no hay recurso renovable. Y por otro lado, se consigue reducir el tiempo de operación del generador y un ahorro de combustible. Así, se logra una mayor eficiencia global y una operación más económica.



### 3 BÚSQUEDA, DEFINICIÓN Y ESTABLECIMIENTO DE UN ESCENARIO Y CONSUMOS

Tras un estudio de diferentes países de Sudamérica y África, en el que se evaluaba el mejor candidato para el presente trabajo, se eligió finalmente una mina subterránea de Chile como comunidad isleña. La razón de su elección se debe principalmente al mayor acceso de información, proporcionada por parte del país y de Acciona Energía, en aspectos de las energías renovables, minería y sector eléctrico. Además, en la toma de decisión, también influyó que Chile sea un país con muy buen recurso renovable y la nación con mayor número de minas aisladas de los núcleos urbanos.

El estudio de este escenario intentará ser lo más cercano a la realidad, por ello se realizará una exhaustiva búsqueda de información sobre la minería, energías renovables y sector eléctrico, como se muestra en los siguientes apartados.

#### 3.1 Situación geográfica de Chile

La República de Chile es un país de América ubicado en el extremo sudoeste de América del Sur cuya capital es la ciudad de Santiago.

Tres zonas geográficas constituyen Chile:

- La primera es la llamada Chile continental y comprende una estrecha y larga franja de tierra en la costa occidental del Cono Sur de 445km x 4270 km que se extiende desde la cordillera de los Andes hasta la ribera sudoriental del océano Pacífico. El ancho mínimo de Chile puede llegar a los 90 km entre punta Amolanas y paso de la Cada de Piedra. Limita con Perú al norte, Bolivia al nordeste, Argentina al este y el paso Drake al Sur.
- La segunda, llamada Chile Insular, comprende a un conjunto de islas volcánicas en el océano Pacífico Sur.
- La tercera, denominada Territorio Chileno Antártico, es una zona de la Antártida de 1.250.257 km<sup>2</sup> sobre la cual Chile reclama soberanía, prolongando su límite meridional hasta el Polo Sur.



#### 3.2 Descripción del sector eléctrico

##### 3.2.1 Estructura del sector

El mercado eléctrico chileno está estructurado en tres segmentos: generación, transmisión y distribución. Cuenta con una participación privada de 70 empresas generadoras, 10 empresas de transmisión y 31 empresas distribuidoras.

- Segmento generación: constituido por el conjunto de empresas eléctricas propietarias de centrales generadoras de electricidad que venden su electricidad a grandes consumidores,

a empresas distribuidoras o a empresas generadoras. Los principales actores del segmento generación son:

• Endesa	• GasAtacama S.A. (Endesa)	• Energía Latina S.A. (ENLASA)
• Colbún S.A.	• Pacific Hydro Chile S.A	• Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (Grupo SAESA)
• AES Gener S.A.	• Hidroeléctrica La Higuera S.A. (Pacific Hydro)	• Campanario S.A.
• Suez Energy Andino S.A.	• Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	• Potencia S.A.
• SN Power Chile	• Arauco BioEnergía S.A.	• Petropower S.A.
• Enel Latin America Chile Ltda	• Iberoamericana de Energía IBENER S.A. (Gas Natural Fenosa)	• Enor Chile S.A.
• E-CL S.A (GDF Suez)		

Figura 3-Principales actores del segmento de generación en Chile. Fuente: CDEC SIC y CDEC SING

Entre todas ellas, Endesa, Colobún y AES Gener dominan el sector.

- Segmento transmisión: corresponde al conjunto de líneas, subestaciones y equipos destinados al transporte de electricidad, desde los puntos de producción hasta los centros de consumo o distribución. El rango de tensiones que abarcan las líneas de transmisión se encuentra entre los 23 kV y los 500 kV. Los principales actores del segmento de transmisión son:

• Transelec S.A.	• Sistema de Transmisión del Sur S.A.
• Compañía Transmisora del Norte Chico S.A.	• Transmisora Eléctrica de Quillota Limitada
• Transchile S.A.	• Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.
• Transnet S.A.	• ELECNOR

Figura 4-Principales actores del segmento de transmisión en Chile. Fuente: CDEC SIC y CDEC SING

Entre ellos, Transelec domina ampliamente el negocio de la transmisión.

- Segmento distribución: constituido por las líneas, subestaciones y equipos con una tensión inferior o igual a 23kV que permiten prestar el servicio de distribución de electricidad hasta los consumidores finales. Los principales actores del segmento de distribución son:

• Chilectra S.A.	• Cooperativa de Abastecimiento de Consumo Eléctrico Curicó Ltda.	• Cooperativa Eléctrica Paillaco Ltda.
• CGE Distribución S.A.(Gas Natural Fenosa)	• Cooperativa Eléctrica Los Angeles Ltda.	• Cooperativa Rural Eléctrica Río Bueno Ltda.
• Chilquinta Energía S.A.	• Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica Ltda.	• Empresa Eléctrica de Casablanca S.A.
• Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (Grupo SAESA)	• Cooperativa Eléctrica Limarí Ltda.	• Empresa Eléctrica Municipal de Til Til
• Empresa Eléctrica Puente Alto Ltda.	• Cooperativa Regional Eléctrica Llanquihue Ltda.	• Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Socoroma Ltda.
• Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica de Chillán Ltda.	• Sociedad Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Charrúa Ltda.	

Figura 5-Principales empresas del segmento de distribución en Chile. Fuente: CDEC SIC y CDEC SING

Destacan dos grandes actores: CGE Distribución y Chilectra.

### 3.2.2 Organización y funcionamiento del sector

En la actualidad, la industria eléctrica se agrupa en torno a cuatro sistemas eléctricos interconectados, no conectados entre sí: Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), Sistema Interconectado Central (SIC), Sistema de Aysén y el Sistema de Magallanes.

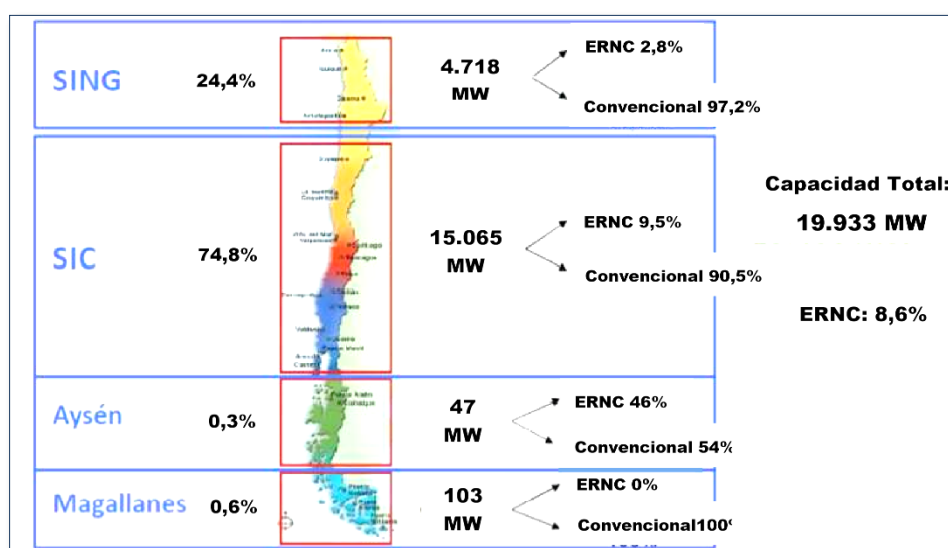


Figura 6-Capacidad instalada por sistema. Fuente: Ministerio de Energía. Actualizado a septiembre de 2014

Como se puede ver en la siguiente tabla, Chile es un país que depende en gran medida de combustibles fósiles.

Tipo de central	SING	SIC	Aysén	Magallanes	Total	Total (%)
Termoeléctrica	4.573,2	7.578,5	25,1	103,4	12.280,2	61,6%
Hidroeléctrica	10,2	6.349,3	19,6	-	6.379,1	32%
Cogeneración	17,5	381,7	-	-	399,2	2%
Eólica	90	589,5	2	-	681,5	3,4%
Solar	27,1	166,2	-	-	193,3	0,9%
<b>Potencia bruta total instalada</b>	<b>4718</b>	<b>15.065,2</b>	<b>46,7</b>	<b>103,4</b>	<b>19.933,3</b>	<b>100%</b>
<b>Potencia bruta total instalada (%)</b>	<b>23,7%</b>	<b>75,6%</b>	<b>0,2%</b>	<b>0,5%</b>	<b>100%</b>	

Tabla 2-Capacidad instalada por sistema y tipo de central (MW). Fuente: CDEC SIC y CDEC SING, septiembre 2014

La principal fuente de generación proviene de centrales termoeléctricas (carbón, GNL, Diésel) con un 61,6%. También se puede observar la gran cantidad de potencia instalada en base a centrales hidroeléctricas en el SIC, que suponen un 42,1% del total de potencia instalada en dicho sistema.

La razón por la que actualmente la matriz eléctrica chilena este dominada por combustibles fósiles, no renovables y contaminantes, se debe al crecimiento económico del país. En 1996, el 65% de la producción eléctrica provenía de centrales hidroeléctricas. En la actualidad, tan sólo el 32%.

### 3.3 Minería en Chile

Según datos del Instituto Nacional de Estadísticas (INE), la distribución sectorial de la demanda es la siguiente:

Distribución de energía por cliente, promedio últimos 15 años

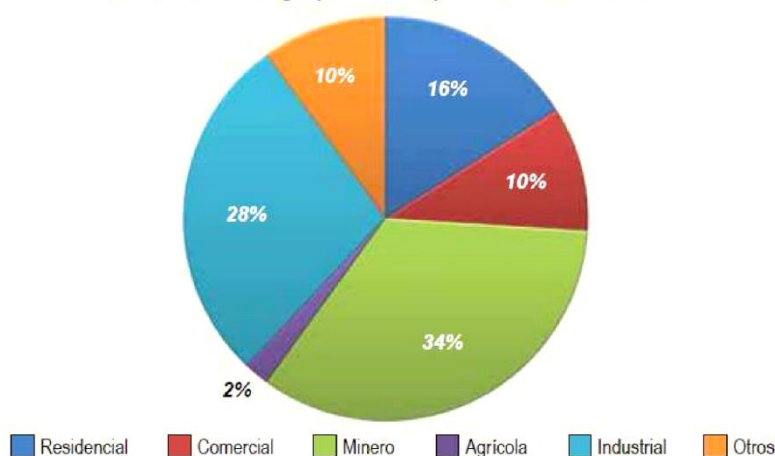


Figura 7-Demanda eléctrica por sector en Chile. Promedio 1997-2011. Fuente: INE

Como se puede ver en el gráfico, el sector minero es el que más electricidad demanda. También es la principal actividad económica del país. En 2013, supuso un 12,1% del PIB nacional. Dentro del sector minero, la minería de cobre es la actividad más destacada. Supone el 31,5% de la producción de cobre a nivel mundial.

La Comisión Chilena del Cobre (Cochilco) prevé que el consumo de energía de la minería de cobre se eleve hasta los 39,47 TWh en el año 2025, es decir, cerca de un 80% más de lo que está previsto para 2014.

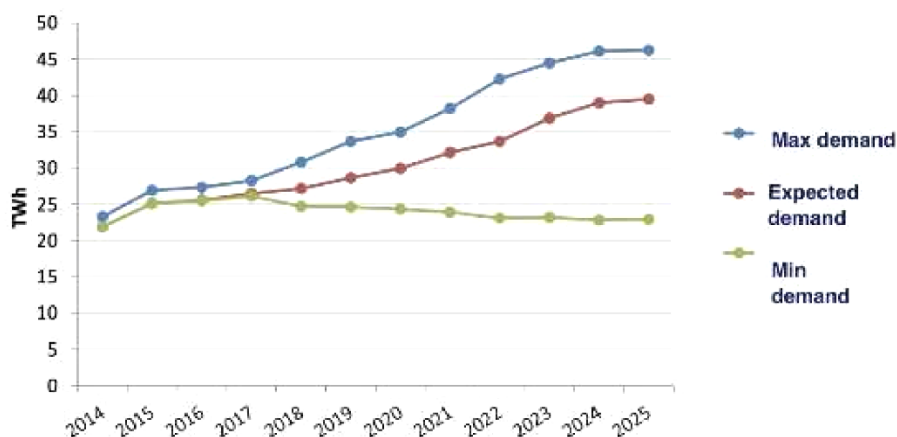


Figura 8-Proyección del consumo de energía eléctrica en la minería de cobre. Fuente: Cochilco

A continuación se muestran las principales empresas mineras del sector por unidades de producción:

Empresa	Divisiones	Producción en 2013 (miles de toneladas de cobre)
<b>Codelco.</b> Es el primer productor de cobre del mundo y posee, además, cerca del nueve por ciento de las reservas mundiales del metal rojo. El nombre Codelco representa a la Corporación Nacional del Cobre de Chile, una empresa autónoma propiedad del Estado chileno.	División Chuquibambilla	339
	Radomiro Tomic	379,6
	Minera Gaby	128,2
	Ministro Hales	33,5
	El Teniente	450,4
	División Salvador	54,3
	División Andina	236,7
	División El Teniente	417,2
<b>Total Estatal</b>		<b>1.621,70</b>
<b>Compañía Minera TeckQuebrada Blanca S.A.</b> Es una mina a cielo abierto, que produce aproximadamente unas 36 millones de toneladas anuales de material.	Quebrada Blanca	56,2
	Cerro Colorado	73,6
<b>BHP Billiton.</b> Es la compañía minera más grande del mundo. Opera una amplia gama de operaciones mineras en 25 países.	Escondida	1193,7
	Spence	151,6
<b>Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi.</b> Produce concentrado de cobre, cátodos de cobre y concentrado de molibdeno, y es el tercer mayor depósito de cobre del mundo. La empresa basa su operación en la explotación a cielo abierto de tres yacimientos. Sólo opera en Chile.	Collahuasi	444,5
	Anglo American Norte	111,3
<b>Anglo American.</b> Es una de las tres empresas mineras más importantes en Chile. Posee cinco unidades productivas en el centro y norte del país.	Anglo American Sur	467,3
	El Abra	155,6
<b>Sociedad Contractual Minera El Abra.</b> Es una compañía chilena que opera una mina a cielo abierto de cobre pórfido e instalaciones de procesamiento.	Esperanza	177,1
	Michilla	38,3
	El Tesoro	102,6
	Los Pelambres	419,2
<b>Xstrata Chile S.A.</b> Es una compañía minera global. Es uno de los mayores productores de carbón, cobre, níquel, vanadio y zinc, y opera en 19 países.	Lomas Bayas	74,2
	Zaldivar	126,5
<b>Barrick.</b> Es la empresa minera líder en la industria del oro. En la actualidad tiene proyectos en más de 15 países.	Candelaria	168
	<b>Total privada</b>	<b>5.776,00</b>

Tabla 3-Principales empresas del sector minero. Fuente: Cochilco. Datos correspondientes al año 2013

Debido al constante aumento del precio de la energía, algunas compañías mineras han tomado la iniciativa de realizar inversiones en instalaciones de energías renovables para satisfacer y asegurar parte de su demanda eléctrica a un precio menor al que ofrecen las compañías generadoras tradicionales.

Empresa	Localización	Tipo de energía	Potencia	Empresa
Antofagasta Minerals	Minera el Tesoro	Solar	7 MW	Abengoa
	Los Pelambres	Eólica	115 MW	Pattern Energy y Ashmore Energy
	Sin concretar	Energía geotérmica	500 MW en 2020	Origin energy
Codelco	Chuquicamata	Solar	1 MW	Solarpack
	Antofagasta	Termosolar	32 MW	Energía Llaima-Sunmark
Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi	Inés de Collahuasi	Solar	25 MW	Solarpack
Quiborax	Arica	Solar	2 MW	Sun Edison
Barrick	Punta Colorada	Eólica	20 MW	Barrick
CAP	Desierto de Atacama	Solar	100 MW	Sun Edison
Potencia total instalada			270 MW	

Tabla 4-Proyectos de energías renovables en empresas mineras. Fuente: Universidad Católica de Valparaíso

De las instalaciones anteriores, hay que destacar la presencia de empresas españolas como Abengoa o Solarpack. De los proyectos fotovoltaicos españoles, el llevado a cabo por Solarpack para la Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi es el más importante, ya que supuso una inversión cercana a 70 millones de dólares.

Otra iniciativa es la llevada a cabo por la empresa Barrick junto con la Universidad de Chile y Agroenergía S.A. En 2010 crearon la primera estación experimental minera para el desarrollo de cultivos agro-energéticos con alto potencial para la producción de biomasa y biodiesel. Está ubicada en pleno desierto de Atacama, en la Región de Antofagasta, a más de 3.000 metros de altura.

En septiembre de 2014, la compañía minera Antofagasta Minerals, firmó un acuerdo con Sun Edison para la construcción de su primera planta fotovoltaica, destinada a satisfacer la demanda de la mina Pelambres, propiedad del grupo. La planta fotovoltaica Javiera tendrá una potencia de 69,5 MW y estará operativa en 2015.

### 3.4 Definición de Mina

Una mina o explotación es una excavación que se hace para extraer un mineral.

### 3.5 Tipos de mina

Se dividen principalmente en minas a cielo abierto y en minas subterráneas dependiendo si las labores se desarrollan por encima o debajo de la superficie

- Mina subterránea o de socavación:

Desarrolla sus labores por debajo de la superficie. Estas son: cavernas, túneles, emboquille o bocamina, galería, cuartel, chimenea, pozo, etc.

Para su explotación se usan métodos de soporte por pilares, por relleno y de hundimiento.

A diferencia de la mina a cielo abierto, el tamaño de la maquinaria es menor debido a las limitaciones que suponen las dimensiones de las galerías.



Figura 9-Mina subterránea. Fuente: google

- Mina a cielo abierto:

Desarrollan sus labores en la superficie del terreno. Estas son: pista, bancos, bermas, talud de trabajo, talud final, corta, plaza, etc. Utilizan máquinas de gran tamaño.



Figura 10-Mina a cielo abierto. Fuente: google

### 3.6 Tamaño de una mina

#### 3.6.1 Clasificación según Chile

Chile realiza su clasificación por medios de letras desde la A hasta la D:

- **Gran Minería (A):** Supera las 30 mil tmf al año y emplea un tiempo igual o superior a 1.000.000 de horas anuales, las cuales corresponden al trabajo de 400 o más trabajadores.
- **Mediana Minería (B):** produce entre 1.000 y 30 mil tmf al año, y emplea un tiempo igual o superior a 200.000 e inferior a 1.000.000 de horas anuales, las cuales corresponden al trabajo de entre 80 y 400 trabajadores.
- **Pequeña minería (C):** produce menos de 1.000 tmf al año y emplea un tiempo superior a 30.000 e inferior a 200.000 horas anuales, las cuales corresponden al trabajo de entre 12 y 80 trabajadores.
- **Minería artesanal (D):** emplea un tiempo igual o superior a 27.000 horas anuales, las cuales corresponden al trabajo de 12 o menos trabajadores.



### 3.6.2 Otras clasificaciones en Sudamérica

Se pueden seguir dos criterios:

- Según la capacidad productiva: número de toneladas métricas producidas por día
- Según el tamaño de la concesión: número de hectáreas

Criterio	Gran Minería	Mediana Minería	Pequeña Minería	Minería Artesanal
Según el tamaño de la concesión	No aplica (*)		Más de 1000 hasta 2000 Hectáreas (Has)	Hasta 1000 Hectáreas (Has)
Según la capacidad productiva	Más de 5000 t/d	Más de 350 hasta 5000 toneladas / día	Más de 25 hasta 350 toneladas / día	Hasta 25 toneladas / día

Tabla 5-Clasificación de la minería por su tamaño. Fuente: MINEM

- Minería artesanal: el trabajo se realiza con una capacidad productiva menor a 25 toneladas/día o en un terreno menor a 1000 hectáreas
- Pequeña minería: el trabajo se realiza con una capacidad productiva entre 25 y 350 toneladas/día o en un terreno menor a 2000 hectáreas
- Mediana minería: el trabajo se realiza con una capacidad productiva entre 350 y 5000 toneladas/día
- Gran minería: el trabajo se realiza con una capacidad productiva mayor a 5.000 toneladas/d.

### 3.7 Métodos generales en la minas subterránea y a cielo abierto

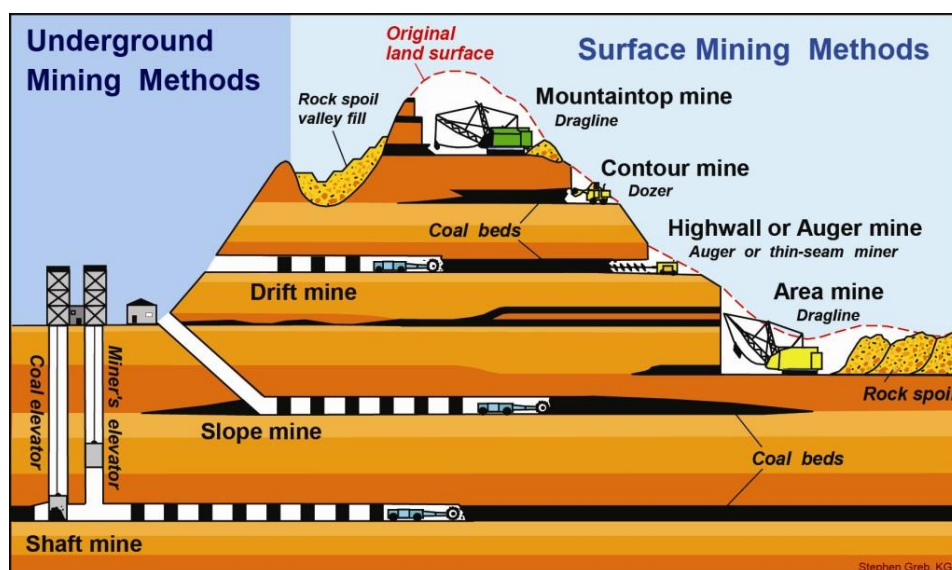


Figura 11-Four Coal Mining Project Types: Open Mine, Drift Mine, Slope Mine and Shaft Mine



### 3.7.1 Métodos mina subterránea

- Drift mine: es aquella mina subterránea que tiene como acceso una vía de paso horizontal.
- Slope mine: contiene una vía de acceso en pendiente hacia abajo.
- Shaft mine: contiene una vía de acceso vertical desde la superficie (es el caso que estudiaremos).

### 3.7.2 Métodos mina a cielo abierto

- Mountaintop mine: es una forma de minería a cielo abierto que consiste en la extracción de la cumbre o cresta de una montaña
- Minería de contorno: consiste en la retirada de escombros de la costura en un patrón siguiendo las curvas de nivel a lo largo de una ladera o cresta
- Highwall or Auger mine: consiste en la penetración de la veta de carbón por un minador continuo.
- Minería de área: consiste en la eliminación del mineral superficial sobre un área amplia donde el terreno es bastante llano.

## 3.8 Partes de una mina subterránea

En la siguiente ilustración se puede ver de manera resumida las diferentes partes de una mina subterránea:

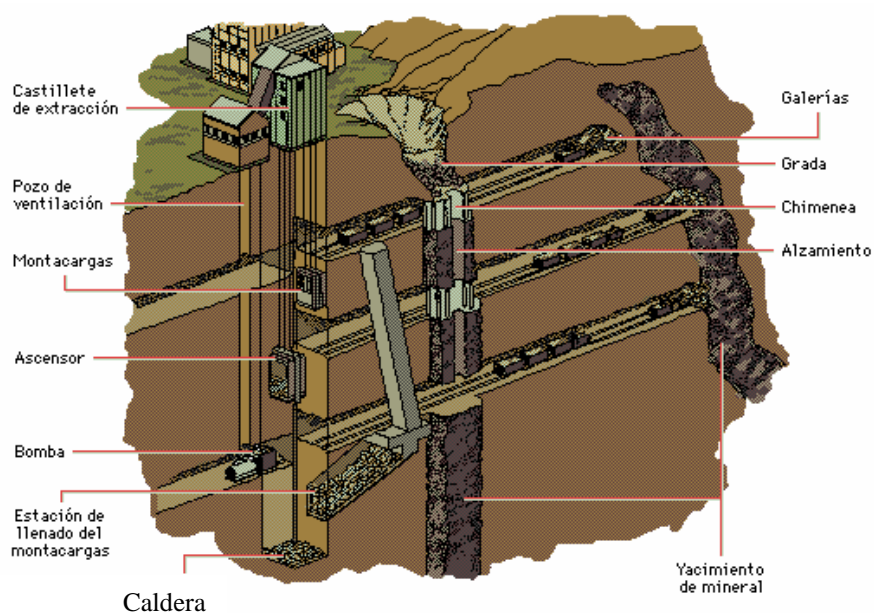


Figura 12-Técnicas Mineras: Principios de los Métodos de Explotación. Virgilio Castro

- Castillete

Es el elemento más visible de un pozo minero. Es una estructura de acero y hormigón cuya función es soportar las poleas para permitir las operaciones de extracción. Por dichas poleas pasan los cables que sostienen las jaulas que circulan por el interior del pozo.



*Figura 13-Ejemplo de Castillete. Fuente: google*

- Bocamina

Lugar por donde se entra a una mina subterránea. Es el límite entre el exterior y el interior. Las características de la bocamina dependen de las dimensiones ancho y alto ya que facilitan el acceso de los equipos de transporte y las personas.



*Figura 14-Bocamina. Fuente: google*

- Caña del pozo

Es el túnel vertical o inclinado, con una profundidad variable, que parte de la superficie y la comunica con el yacimiento. Es un elemento vital, la columna vertebral de la mina por donde entran y salen a diario los hombres, el mineral, las máquinas y los materiales a través de una especie de ascensor muy veloz, la jaula. Además, es el punto desde donde se excavan en horizontal los sucesivos niveles de explotación de la mina.

La sección de la caña puede ser circular o rectangular, la primera es la más usada y la mejor para resistir las presiones del terreno.

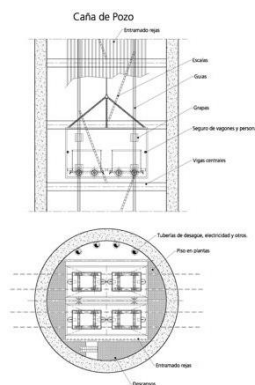


Figura 15-Caña de Pozo. Fuente: google

En el espacio libre que queda entre las jaulas y la pared de la caña se dispone escaleras de seguridad o escalas, cerradas mediante enrejados y que cuentan con descansillos periódicamente debido a la gran profundidad de la caña. El cableado eléctrico, aire comprimido, tuberías de agua, etc. también se disponen en dicho espacio libre.

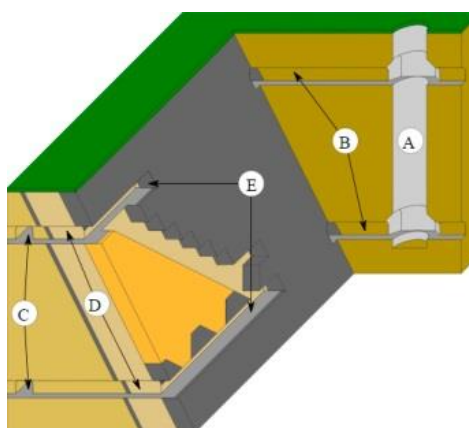


Figura 16-Esquema de una mina de capas inclinadas: A-Pozo B-Transversales C-Estériles D-Recorte E-Guías.

#### - Galería

La labor más común de una mina. Son los niveles o plantas de comunicación en el interior de la mina, la cual puede ser horizontal o un poco inclinada. Se construyen aproximadamente cada 50 metros. La parte superior de una galería se denomina corona, y las paredes hastiales.

#### - Socavón

Es una galería de acceso, horizontal o casi horizontal, que se abre en el propio yacimiento mineral desde la superficie.

#### - Transversales

Galería que corta el terreno normalmente a la dirección del yacimiento mineral, se divide en; transversal principal, cuando va del pozo al yacimiento y secundario cuando une dos labores del interior.

### - Chimenea

Son perforaciones verticales, que conectan dos galerías de explotación o niveles para el paso de la ventilación. Se perforan por lo general de manera ascendente para mejor manejo del material que se genera desprendiendo debido a la excavación.

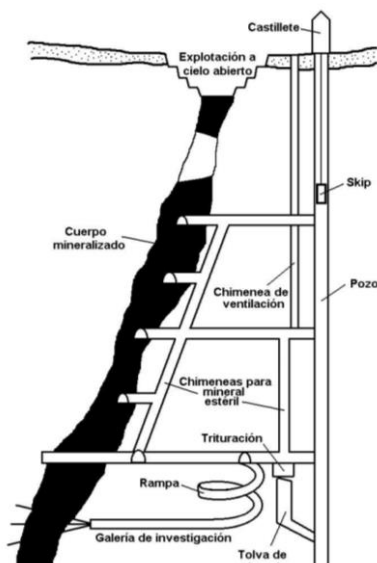


Figura 17-Esquema de una mina de interior. Fuente: google

### - Coladero

Son labores<sup>1</sup> verticales o de mucha inclinación, que se utilizan para el paso de material hasta la estación de almacenamiento, para luego ser izados hasta la superficie en los medios de transporte.

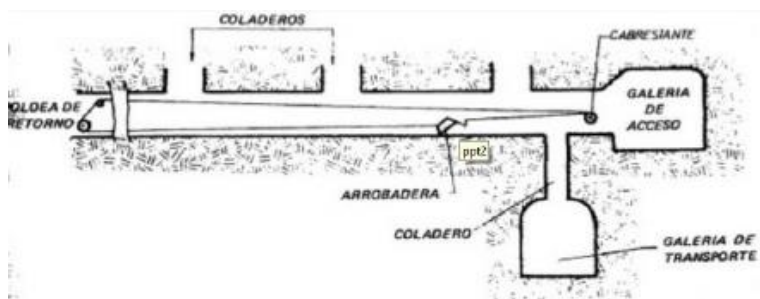


Figura 18-Imagen de un coladero. Fuente: Universidad Nacional de Cajamarca

### - Frente de Explotación

Es el sitio donde se realiza la extracción del mineral.

### - Caldera

Es un trozo de caña que se deja por debajo de la última planta cuyo fin es la limpieza y recogida de materiales de desecho que caen por la caña, agua, lodo...

<sup>1</sup> Una labor minera es todo hueco excavado para explotar un yacimiento. Se dividen en labores de acceso, de preparación, de explotación, auxiliares y de reconocimiento.

### 3.9 Operaciones generales en la minería

Existen tres operaciones básicas: arranque, carga y transporte.

#### - Arranque o tumbé

Consiste en la separación de la roca del lugar donde se encuentra. Para facilitar los procesos posteriores, carga y transporte, es necesario romper la roca en trozos más pequeños.

Existen tres formas de realizar el arranque: con explosivos cuando las rocas son duras y herramientas o máquinas cuando las rocas son blandas. El menos rentable es el arranque por herramientas. En este se usan el zapapico y el martillo neumático o hidráulico. En cuanto a las máquinas se usan la pala excavadora, rotapala, mototrailla, Bulldozer y dragalina para cielo abierto y el cepillo, scrapper, minador y rozadora para la minería subterránea.



Figura 19-Máquina rozadora. Fuente: google

#### - Carga o Rezagado

Se basa en el traslado hasta un medio de transporte de la roca arrancada mediante palas de bajo perfil para las subterráneas y palas cargadoras para el exterior. Esta operación se hace a la vez que el arranque en el caso de arranque por maquinaria.

En el caso de que se disponga un medio de transporte debajo del mineral a arrancar se realiza la carga por gravedad.

#### - Transporte o Acarreo

Consiste en el traslado del mineral hasta el exterior. Puede ser continuo o discontinuo. Dentro del continuo se utilizan cintas transportadoras, transporte por gravedad y transportadores blindados que están continuamente funcionando. En el transporte discontinuo se utilizan el ferrocarril y los camiones.



Figura 20-Ejemplo de transporte continuo mediante cinta transportadora. Fuente: google

### 3.10 Operaciones específicas en la minería subterránea

En las siguientes ilustraciones se representan de manera resumida las diferentes etapas:

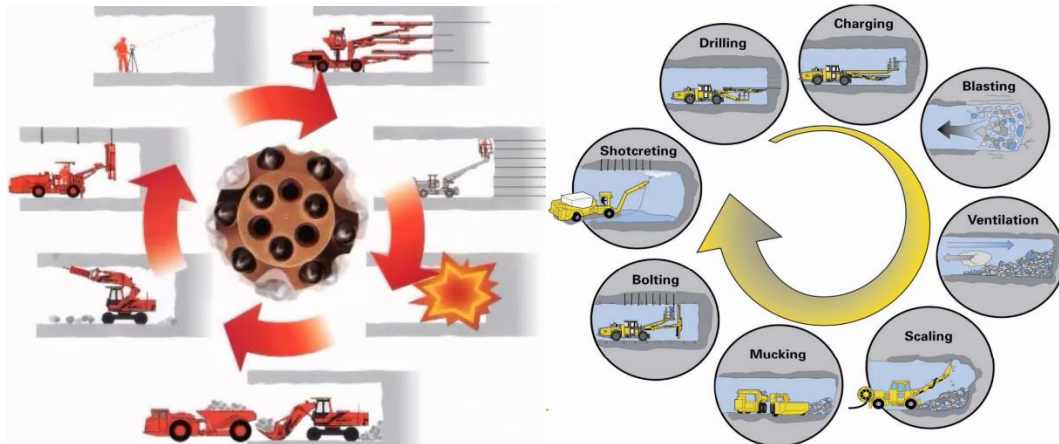


Figura 21-Etapas de las operaciones en la minería subterránea. Fuente: google

- I. Agrimensura: El trabajo de la fase de reconocimiento suele correr a cargo de agrimensores. Sirve para medir las distancias para saber dónde perforar. Normalmente estas labores la hace la misma máquina que hace la perforación. Su duración está comprendida entre 0,2 y 1 hora.



Figura 22-Agrimensura (fase de reconocimiento). Fuente: google

- II. Perforación: es la primera operación en la preparación de una voladura. Dura entre 1,5 y 4 horas Su propósito es abrir en la roca huecos cilíndricos denominados taladros que están destinados a alojar al explosivo y sus accesorios iniciadores.

El principio de la perforación se basa en el efecto mecánico de percusión y rotación, cuya acción de golpe y fricción producen el astillamiento y trituración de la roca.





Figura 23-Perforación en una mina subterránea. Fuente: google

- III. Carga del explosivo: en esta operación se aloja el explosivo además de sus accesorios iniciadores (detonadores) mediante unas barras. La operación dura entre 0,5 y 2 horas.



Figura 24-Operación carga del explosivo. Fuente: google

- IV. Voladura y ventilación:

La tronadura tiene como propósito maximizar la energía liberada por el explosivo para fragmentar lo mejor posible una parte del macizo rocoso, mientras que por el lado contrario, el deseo es a su vez minimizar la energía del mismo hacia la otra parte del macizo rocoso (remanente) para así producir el menor daño posible.

En cuanto a la ventilación, toda voladura origina, en mayor o en menor grado, gases tóxicos producidos por las diversas reacciones químicas que ocurren durante una explosión. El objetivo de la ventilación es eliminar dichos gases. La duración total de la voladura y ventilación varía entre 0,1 y 1 h.



Figura 25-Voladura (izq.) y ventilación (der.). Fuente: google

#### V. Carga y acarreo:

Se basa en el traslado hasta un medio de transporte de la roca arrancada y el acarreo del mineral hasta el exterior. Su duración varía entre 2 y 5 horas. Es típico el uso de cintas transportadoras cuando la longitud de las galerías es elevada. Al principio de la cinta transportadora se ubica una trituradora donde se produce una disminución de los tamaños de la roca.



*Figura 26-Operación carga de la roca arrancada. Fuente: google*

#### VI. Raspado y limpieza:

Esta es una operación en la que se elimina posibles restos que hayan quedado en la superficie de la pared o del techo. Esta función es clave porque permite obtener una mayor seguridad frente a posibles caídas de rocas al personal. Duración: 0,2-1,5 h.



*Figura 27-Operación raspado y limpieza en la minería subterránea. Fuente: google*

#### VII. Proyección de hormigón:

En esta operación se dispara hormigón y mezclas refractarias a alta velocidad para conformar y reforzar la superficie de las galerías. Presenta una duración entre 1 y 3 horas.





Figura 28- Operación proyección de hormigón en la minería subterránea. Fuente: google

#### VIII. Sostenimiento con pernos de anclaje de roca:

Sirve para estabilizar las galerías de una mina y prevenir la caída de rocas. Se transfiere la carga desde el exterior inestable, al interior confinado (y mucho más fuerte) de la masa de roca. La duración de esta operación oscila entre 0,5 y 3h.



Figura 29-Sostenimiento con pernos de anclaje de roca. Fuente: google

### 3.11 Diferentes técnicas en la minería subterránea

Los métodos utilizados en la minería subterránea se pueden clasificar en los siguientes:

- I. Por soporte natural del terreno
  - Cámaras y pilares
  - Subniveles
- II. Por soporte artificial sistemático
  - Cámaras almacén
  - Corte y relleno
  - Entibación cuadrada
  - Testeros

### III. Por hundimiento del techo

- Tajos largos
- Por bloques
- Por subniveles
- Por rebanadas horizontales

#### - Cámaras y pilares:

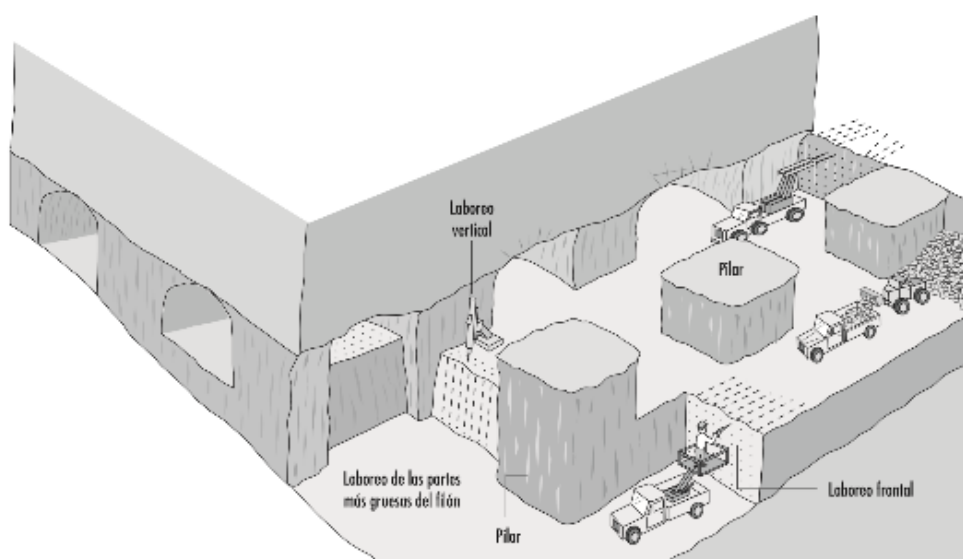


Figura 30-Esquema del método de cámaras y pilares. Fuente: 74. Minas y canteras

Este método se realiza en secciones, cuarteles o paneles que normalmente son rectangulares y regulares en plano.

En estos casos la distribución de leyes en el cuerpo mineralizado es el principal requisito del diseño, y el control del terreno y la ventilación son criterios secundarios. Así pues, dependiendo de si la ley es variable o no, los pilares pueden distribuirse de forma aleatoria o de forma regular y uniforme.

Este método difiere al resto en que la utilización de la gravedad en el flujo del mineral es muy limitada y el mineral debe ser cargado en la zona en que ha sido arrancado y transportado desde ese punto.

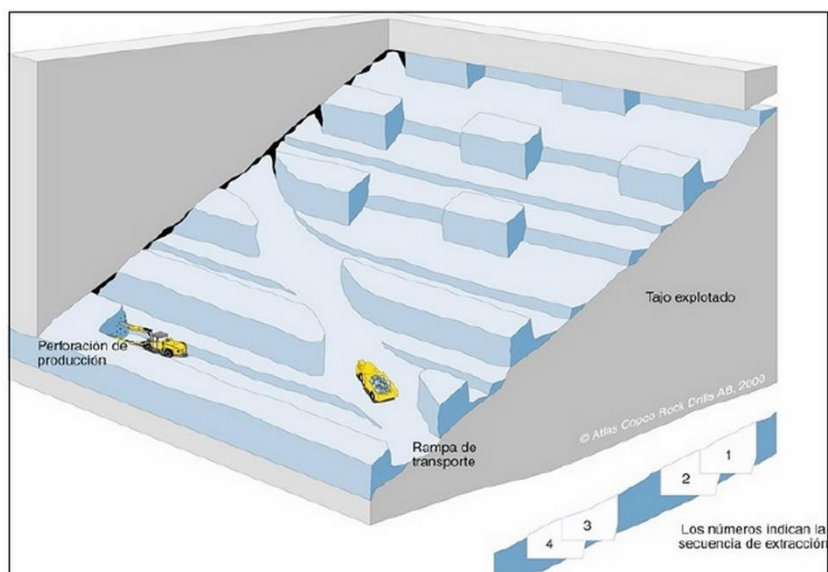


Figura 31-Cámaras y pilares en capas inclinadas. Fuente: Fundamentos de laboreo de minas

#### - Métodos de cámaras por subniveles

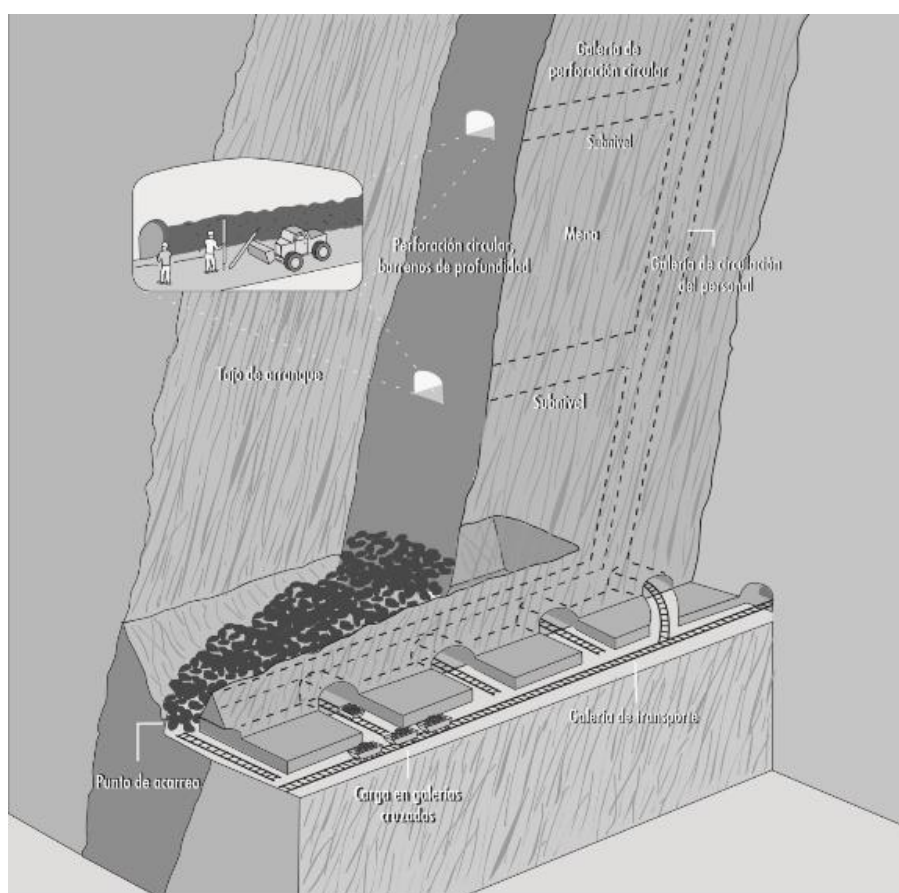


Figura 32-Explotación por subniveles. Fuente: 74. Minas y canteras

El método de arranque por subniveles se emplea en criaderos muy regulares, en los que el mineral y la roca de los hastiales son resistentes. Es un método de gran productividad ya que las labores de preparación se realizan dentro del mineral. Es aplicado a criaderos de alta pendiente, en los que el mineral cae por gravedad en el hueco abierto y que permite la perforación de barrenos largos de banqueo o en abanico.

La distancia entre niveles oscila entre 100 y 130 m para toda la cámara y los subniveles se sitúan cada 30 m.

#### - Cámaras Almacén

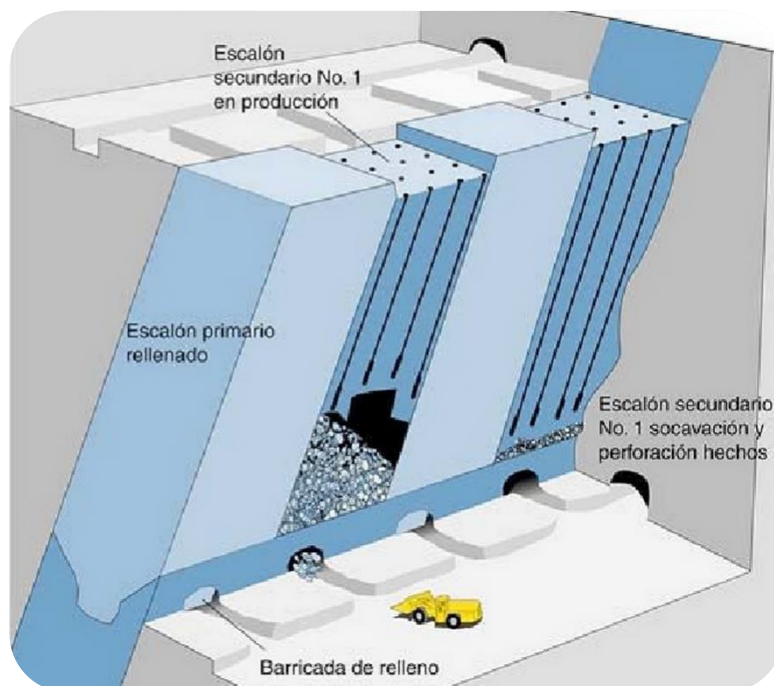


Figura 33-Cámaras almacén. Fuente: Fundamentos de laboreo de minas

Este método es apropiado para filones verticales, con no mucha potencia y con suficiente regularidad y estabilidad de hastiales para permitir la caída por gravedad.

El origen de su nombre se debe a que se utiliza como sostenimiento el propio mineral arrancado, que se deja en la cámara.

El intervalo práctico conveniente entre cargaderos es de 8 a 10 m. Con hastiales y techos apropiados se puede llegar a anchuras de cámaras de 25m.

El ciclo de operación consiste en perforar, volar, cargar y bulonar, acompañado por una extracción parcial periódica de mineral arrancada, ya que después de cada voladura el mineral llena todo el hueco de la cámara y hay que sacar el 40 por ciento del mismo por los cargaderos inferiores hasta recuperar un nuevo espacio libre de 2 m. El mineral que queda en la cámara se mantiene a un nivel que permita su uso como piso de trabajo para cada realce, hasta que se alcance el nivel del pilar de corona.

Una vez que el arranque ha llegado hasta el pilar de corona del nivel superior, se descarga el mineral almacenado hasta vaciar la cámara.

### - Método de corte y relleno

En este método, el mineral se arranca en rebanadas sucesivas de 4 m de altura inclinadas u horizontales trabajando en sentido ascendente desde la galería base, al igual que en las cámaras almacén.

Sin embargo, el mineral se saca a medida que se arranca, y el hueco que se produce al sacar el mineral se rellena con estériles. El relleno sirve para sostener las paredes o hastiales de la cámara. Es uno de los métodos más extendidos en la minería metálica moderna.

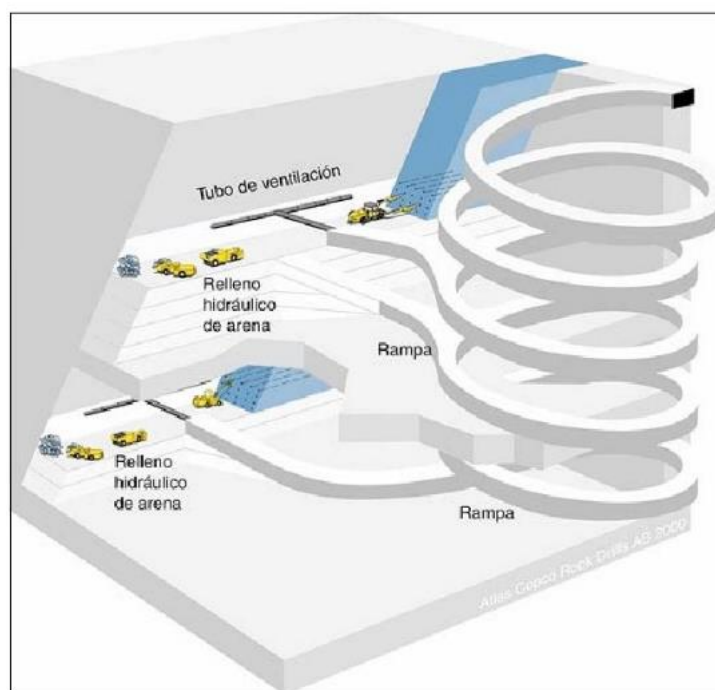


Figura 34-Método corte y relleno. Fuente: Fundamentos de laboreo de minas

### - Hundimiento por bloques

Consiste en arrancar un bloque de mineral en un criadero de grandes dimensiones por hundimiento del mineral, que se va sacando por la base del bloque.

Se empieza por dividir el criadero en grandes bloques cuya sección horizontal es superior a 1000 m<sup>2</sup>. En la base se abre una gran roza horizontal, con lo que se le quita el apoyo de la masa mineral.

Se prepara la masa con una red de galerías y chimeneas entrecruzadas en el muro. La roza permite al mineral fracturarse y hundirse. La zona de fractura sube progresivamente en toda la masa. A medida que avanza el hundimiento, la fragmentación mejora, el mineral se quebranta y así puede cargarse en la base, en los numerosos puntos de carga.



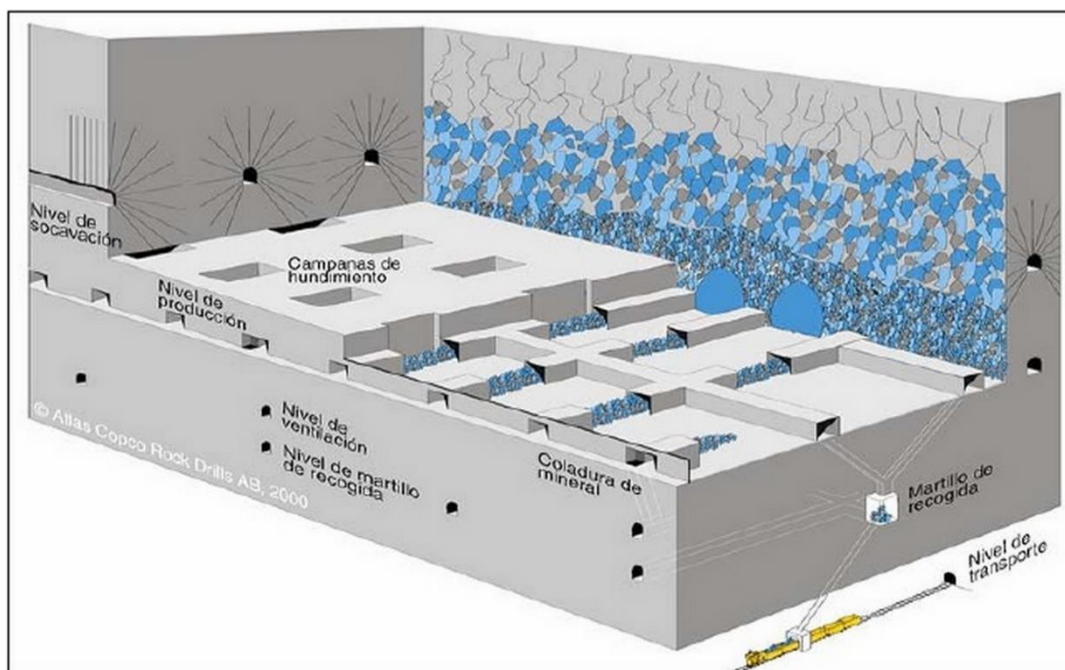


Figura 35-Eschema del método hundimiento por bloques. Fuente: Fundamentos de laboreo de minas

#### - Hundimiento por tajo largo.

Es un método nacido en Inglaterra de preparación sencilla, con la ventaja de proporcionar una producción continua con la posibilidad de una muy completa mecanización, lo cual mejora la productividad, salud y seguridad de los trabajadores.

La profundidad de trabajo se sitúa entre los 60 y 850m. El arranque se efectúa con una rozadora que descarga el mineral arrancado sobre un panzer metálico que lo transporta fuera del tajo, para transferirlo a un sistema de cintas que lo extraen fuera de la mina o hasta el pozo de extracción vertical.

La anchura del panel varía entre 100 y 300 m, y su longitud entre 500 y 4.000 m.

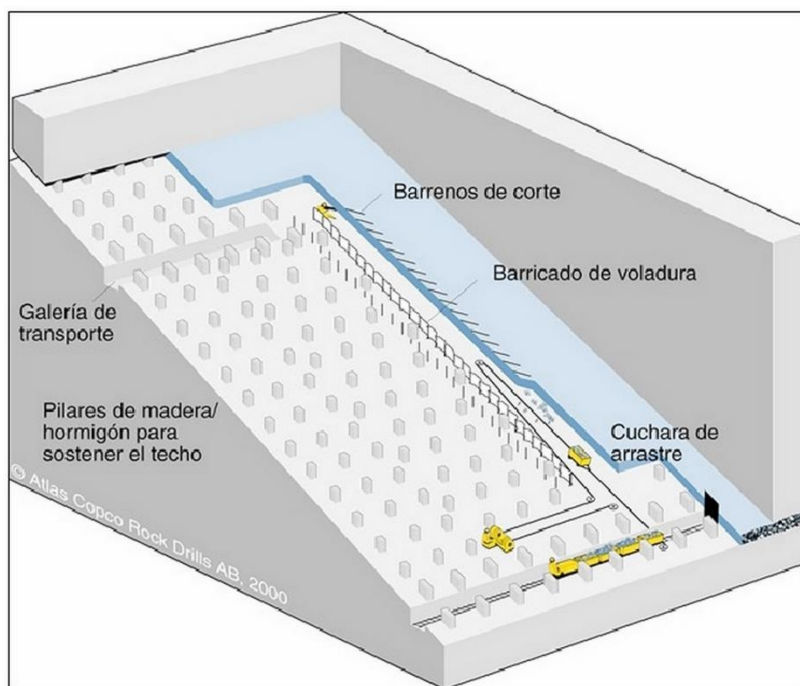


Figura 36- Esquema del método hundimiento por tajo largo. Fuente: Fundamentos de laboreo de minas

### 3.12 Jornada Laboral

En la minería, las operaciones se realizan de forma continua y la producción nunca se detiene. Otra de las características fundamentales de la minería Chilena, es que sus principales yacimientos se encuentran ubicados en lugares apartados de las zonas urbanas.

Ante a esta realidad y la necesidad de favorecer una buena calidad de vida a los empleados y sus familias, las empresas han diseñado sistemas especiales de trabajo por turnos, gracias a los cuales se establece un equilibrio entre el número de días laborables y de descanso.

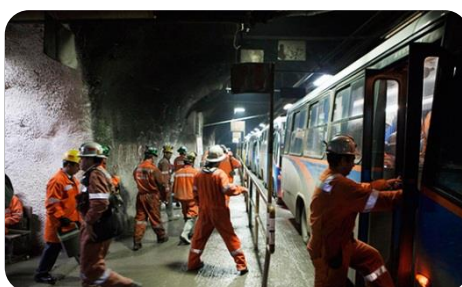


Figura 37-Trabajo por turnos, los mineros entran a trabajar. Fuente: google

Además, este sistema de trabajo por turnos permite lograr una mejor eficiencia en la utilización de equipos instalados, en las distancias y tiempos de traslado y en la diversidad de las tareas desempeñadas.

Esta modalidad de turnos ha sido clave para impulsar la explotación de proyectos situados en regiones aisladas. Asimismo, esta práctica cuenta con campamentos proporcionados por la empresa, donde los mineros descansan junto a sus familias.

Una jornada muy común en la minería es la de 14x7 (14 días de trabajo por 7 de descanso), laborando 12 horas diarias, lo que se tiene son 168 horas trabajadas (12x14) que son divididas entre 21 días (14 + 7), lo que da 8 horas diarias. Es decir, no excede el límite diario de horas de trabajo y la jornada es plenamente legal.

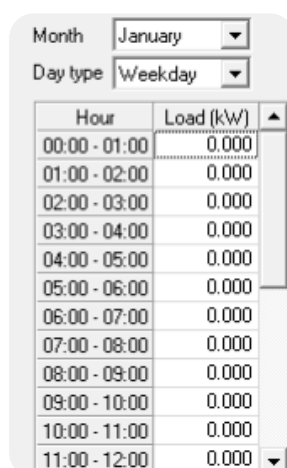
Pero esta no es la única jornada que se aplica. Entre los sistemas de turnos utilizados en la minería, se encuentran: 21x14, 7x7, 4x4, 4x3, 6x2, 6x1, 5x2, 9x3, 7x1, 10x4 y 8x4.

Tipo de jornada excepcional de trabajo (días de trabajo x días de descanso x horas máximas de trabajo diarias)	Porcentaje de trabajadores involucrados (%)
7x7x12	34.3
4x4x12	30.3
4x3x11	6.9
10x10x12	6.7
9x3x12	4.9
8x8x12	1.4
8x6x12	0.9
10x5x12	0.2
<b>Total</b>	<b>85.6</b>

Tabla 6-Tipos de sistemas de excepcionales de distribución de jornadas de trabajo y descanso en empresas estudiadas. Fuente: Una aproximación a las condiciones de trabajo en la gran minería de altura

### 3.13 Cargas en una minería y establecimiento de consumo

Para calcular la distribución anual de los consumos de una minería se procede a trabajar como lo hace HOMER. Se establecerá los consumos en kW para cada hora de un día típico de entre semana y un día típico de fin de semana para cada mes.



Month	January
Day type	Weekday
Hour	Load (kW)
00:00 - 01:00	0.000
01:00 - 02:00	0.000
02:00 - 03:00	0.000
03:00 - 04:00	0.000
04:00 - 05:00	0.000
05:00 - 06:00	0.000
06:00 - 07:00	0.000
07:00 - 08:00	0.000
08:00 - 09:00	0.000
09:00 - 10:00	0.000
10:00 - 11:00	0.000
11:00 - 12:00	0.000

Tabla 7-Tabla de la introducción de datos de la carga eléctrica. Fuente: Homer

Para ello y teniendo en cuenta el anterior aparatado, se supondrá un horario laboral para los empleados de la mina.



- Días entre semana:
  - Turno de mañana: de 07:00 de la mañana hasta las 19:00 con un descanso de 13:00 a 14:00 para la comida.
  - Turno de noche: de 19:00 horas a 7:00 horas, con un descanso de 1 hora (de 01:00 horas a 02:00 horas).
- Fines de semana: lamentablemente, Homer no distingue entre sábados y domingos, por lo que se supondrá que sólo existe el turno de mañana con el mismo horario (de 07:00 a 19:00) con su respectivo descanso.

Las cargas que se estudiarán son: alumbrado interior y exterior, ventilación, bombeo de agua, ascensor, montacargas, cinta transportadora, vagones, trituradora, oficina de ingeniería con vestuarios y pequeño hospital, y campamento con baños, comedor y dormitorios.

Aunque existen otras muchas cargas en la minería como la cámara de refugio, sistema de comunicación, sistema de refrigeración, maquinaria eléctrica pesada... se considera que queda fuera de los objetivos de este trabajo fin de grado.

Además, para la realización de las tablas de consumos para cada carga, se considerarán los siguientes índices y factores. Cabe decir que para la estimación de estos índices y factores normalmente se realizan encuestas. Sin embargo, dado que no es posible realizar encuesta alguna, se aplicarán unos valores típicos.

- Índice de cobertura: es la proporción de usuarios que disponen de suministro eléctrico frente al total de estos. Se fija la cobertura para todos los usuarios en un 100%.
- Índice de tenencia: se define como la fracción de usuarios con suministro que disponen de aparatos o equipos eléctricos frente al total de usuarios con suministro. Se fija en 1 el índice de tenencia para todos los usuarios.
- Factor simultaneidad: define la relación entre el número de usuarios que están empleando al mismo tiempo un equipo eléctrico y el número total de usuarios con equipo eléctrico. Dependiendo del tipo de cargas, se emplearán distintos factores para el día y la noche.
- Factor de utilización: es la relación entre la potencia media empleada durante el uso de un apartado eléctrico y la potencia nominal. Dependiendo del tipo de cargas, se emplearán distintos valores.

Para dimensionar las cargas eléctricas de la mina deberemos saber, entre otras cosas, la profundidad y la longitud de las labores mineras. La profundidad media de un pozo minero es de 500 metros, lo que equivale al edificio Taipei de Taiwán, aunque una mina puede llegar a tener una profundidad de hasta 4 km como es el caso de la mina de oro de Mponeng.

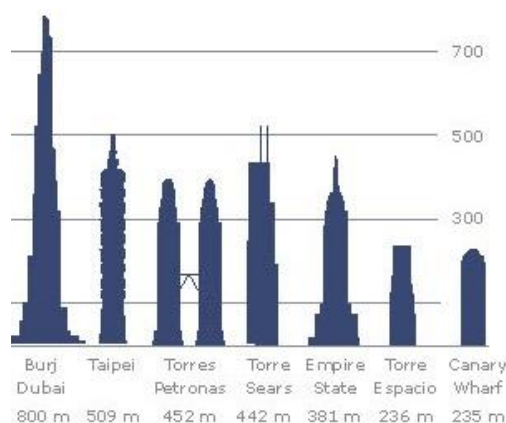


Figura 38-Comparación profundidad de un pozo minero con la altura del edificio Taipei. Fuente: google

Por lo tanto tomaremos este valor para este estudio. Como se ha dicho anteriormente en el apartado de las galerías, estas se construyen cada 50 metros, lo que hace un total de 10 galerías. Escogeremos una longitud media por galería de 1 km. La última galería, de menos longitud, servirá para la trituración y transporte al pozo de extracción mediante cintas transportadoras.

### 3.13.1 Ventilación

La ventilación de minas consiste en mantener la atmosfera a una composición, temperatura y grado de humedad compatible con la seguridad, la salud y el rendimiento del personal de los trabajadores. La ventilación de una mina puede ser soplante, aspirante o combinado:

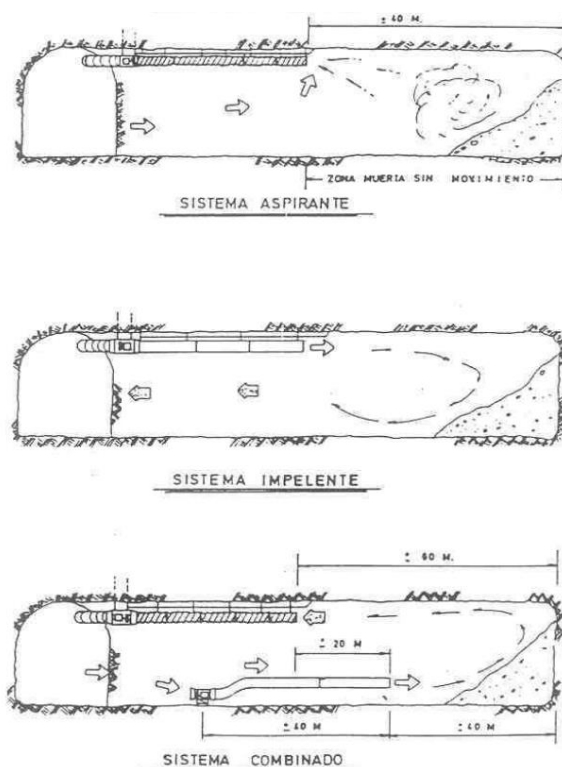


Figura 39-Eschema de tipos de ventilación auxiliar. Fuente: GUÍA METODOLÓGICA DE SEGURIDAD PARA PROYECTOS DE VENTILACIÓN DE MINAS

Se ha escogido como modelo de estudio el RATEAU VHRZ 165 de bartz cuya potencia es de 240kW.



Figura 40-RATEAU VHRZ 165 de bartz. Fuente: google

Se ha supuesto que el ventilador funciona a potencia nominal durante toda la jornada laboral (factor de utilización igual a 1) incluido los descansos y los fines de semana tras finalizar el turno de mañana. Esto es debido a que si se realizara una parada de la ventilación, habría que esperar, por norma general, un mínimo de dos horas antes de retomar la actividad minera por parte del siguiente turno de trabajo, además, antes de la entrada, un vigilante debería recorrer los retornos principales de la mina, comprobando el contenido y la peligrosidad de los gases. Con esto se concluye que las paradas de los ventiladores son sólo rentables en los casos de largos periodos de inactividad.

### 3.13.2 Alumbrado exterior

El alumbrado público es necesario para la iluminación de todo el exterior de la mina como su entrada, el parking, campamento, el camino para acceder a él, etc.

Se estima que está compuesto por 15 luminarias de vapor de mercurio de 80 W cada una. El factor de simultaneidad por la noche se supone 1 ya que se encienden al mismo tiempo todas y el del día 0. El factor de utilización se supone constante e igual a 1.

Para saber el horario de encendido y apagado de las farolas se procedió primero a la elección del lugar de estudio, que se muestra en el apartado 7.4.8., y después se consultó la salida y puesta del Sol de dicho lugar.

Mes	Promedio Salida Sol	Promedio puesta Sol
Enero	7:01	20:39
Febrero	7:24	20:25
Marzo	6:56	19:10
Abril	6:58	18:24
Mayo	7:15	18:01
Junio	7:29	17:55
Julio	7:29	18:05
Agosto	7:10	18:20
Septiembre	6:38	18:34
Octubre	6:45	19:30
Noviembre	6:42	20:10
Diciembre	6:41	20:31

Tabla 8-Salida y puesta del Sol Copiapó, Chile. Fuente: google

A continuación se muestra la tabla de potencia resultante para los días típicos (entresemana y fin de semana) de cada mes. Los tiempos de encendido y apagado de las farolas han sido redondeados ya que Homer no permite introducir horas y minutos:

	Enero		Febrero		Marzo		Abril		Mayo		Junio		Julio		Agosto		Septiembre		Octubre		Noviembre		Diciembre	
Hora	Weekday	Weekend	Weekday	Weekend	Weekday	Weekend	Weekday	Weekend	Weekday	Weekend	Weekday	Weekend	Weekday	Weekend	Weekday	Weekend	Weekday	Weekend	Weekday	Weekend	Weekday	Weekend	Weekday	Weekend
00:00 - 01:00	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
01:00 - 02:00	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
02:00 - 03:00	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
03:00 - 04:00	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
04:00 - 05:00	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
05:00 - 06:00	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
06:00 - 07:00	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
07:00 - 08:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
08:00 - 09:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
09:00 - 10:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10:00 - 11:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11:00 - 12:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12:00 - 13:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13:00 - 14:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14:00 - 15:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15:00 - 16:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16:00 - 17:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17:00 - 18:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18:00 - 19:00	0	0	0	0	0	0	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	0	0	0	0	0	0	0	0
19:00 - 20:00	0	0	0	0	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	0	0	0	0	0	0
20:00 - 21:00	0	0	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	0	0
21:00 - 22:00	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
22:00 - 23:00	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
23:00 - 00:00	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2

Tabla 9-Distribución potencia en kW del alumbrado público de la mina seleccionada. Fuente: Elaboración propia

Como se puede ver en la tabla, el color azul corresponde a las horas de la noche y el color rojo corresponde a las horas del día.

### 3.13.3 Bombeo de agua

Las fallas y las roturas de la explotación minera rompen la continuidad de las capas impermeables y llevan así las aguas al interior de la mina. Existen diversos medios como por ejemplo aguas residuales, lodos minerales, lodos espesados, suspensiones de caolín, filtrados, lodos de cinc y lodos de perforación cuya recogida se realiza mediante cunetas. Estas aguas se conducen a los sumideros o estaciones de bombeo para finalmente realizar su extracción al exterior.

Ya que la profundidad de la mina es de 500 m se tomará una bomba que tenga suficiente capacidad para vencer una altura manométrica de esas características. Las bombas con tal capacidad son muy potentes y pueden llegar a los 5.000 kW. En este caso se supondrá una bomba típica de potencia nominal 450 kW, altura nominal 500 m y caudal 10 m<sup>3</sup>/h.

Normalmente, las bombas de agua trabajan a potencia nominal, es más, requieren una mínima cantidad de potencia para operar, que se sitúa generalmente en un valor cercano al 67% de la potencia nominal. En la siguiente tabla de distribución de consumos se ha considerado dicha información y se ha supuesto que la bomba trabaja con  $F_{\text{utilización}} = 1$ . Para saber el tiempo que trabaja la bomba se supondrá que la bomba comienza a funcionar sólo cuando el sumidero está lleno. Se supondrá también un sumidero de 10.000 l, por lo que la bomba tardará 1 hora en evacuar su agua, ya que trabaja con un caudal de 10 m<sup>3</sup>/h. Además, se supondrá que el sumidero se llena dos veces los días entresemana y una vez los días de fines de semana, al ser la jornada laboral en este caso más corta. Como esto no sigue ningún patrón, la tabla ha sido realizada con una distribución aleatoria. En este caso no tiene sentido hablar de factor de simultaneidad ya que solamente existe una única bomba de agua.

	Enero		Febrero		Marzo		Abril		Mayo		Junio		Julio		Agosto		Septiembre		Octubre		Noviembre		Diciembre	
Hour	Weekday	Weekend	Weekday	Weekend	Weekday	Weekend	Weekday	Weekend	Weekday	Weekend	Weekday	Weekend	Weekday	Weekend	Weekday	Weekend	Weekday	Weekend	Weekday	Weekend	Weekday	Weekend	Weekday	Weekend
00:00 - 01:00	0	0	0	0	0	0	0	0	450	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01:00 - 02:00	0	0	0	0	450	0	0	0	0	0	450	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02:00 - 03:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	450	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03:00 - 04:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	450	0
04:00 - 05:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	450	0	0	0	450	0	0	0	0	0	0	0
05:00 - 06:00	450	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
06:00 - 07:00	0	0	0	0	0	0	450	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	450	0	0	0	0	0
07:00 - 08:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	450	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	450	0	0	0
08:00 - 09:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
09:00 - 10:00	0	0	450	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	450	0	0
10:00 - 11:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	450	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11:00 - 12:00	0	0	0	0	0	0	0	450	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12:00 - 13:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	450	0	0	0	0
13:00 - 14:00	0	450	0	0	0	0	0	0	0	0	0	450	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14:00 - 15:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	450	0	0	0	0	0	0
15:00 - 16:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16:00 - 17:00	0	0	0	450	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	450
17:00 - 18:00	0	0	0	0	0	450	0	0	0	0	0	0	0	0	0	450	0	0	0	0	0	0	0	0
18:00 - 19:00	0	0	0	0	450	0	0	0	450	0	0	0	0	0	0	0	0	0	450	0	0	0	0	0
19:00 - 20:00	0	0	0	0	0	0	450	0	0	0	450	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	450	0
20:00 - 21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	450	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00 - 22:00	450	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	450	0	0	0	0	0	0	0
22:00 - 23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	450	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00 - 00:00	0	0	450	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	450	0	0	0

Tabla 10-Distribución de potencia en kW de la bomba hidráulica para cada hora. Fuente: Elaboración propia

### 3.13.4 Cinta transportadora

Las cintas transportadoras constituyen un método continuo y económico de transporte de grandes volúmenes de material. Se llevan usando en la minería desde el año 1795 y la más larga del mundo tiene 100 km de longitud. En nuestro caso, su principal función será la de transportar el mineral triturado procedente desde la trituradora hasta el montacargas.

Como está será una distancia corta, no es necesario realizar el estudio con una cinta transportadora de gran longitud. El modelo seleccionado tiene 275 m. de longitud y 55kW.



En la siguiente tabla se puede ver la distribución de consumos para un mes cualquiera:

Hora	Mes	
	Weekday	Weekend
00:00 - 01:00	55	0
01:00 - 02:00	0	0
02:00 - 03:00	55	0
03:00 - 04:00	55	0
04:00 - 05:00	55	0
05:00 - 06:00	55	0
06:00 - 07:00	55	0
07:00 - 08:00	55	55
08:00 - 09:00	55	55
09:00 - 10:00	55	55
10:00 - 11:00	55	55
11:00 - 12:00	55	55
12:00 - 13:00	55	55
13:00 - 14:00	0	0
14:00 - 15:00	55	55
15:00 - 16:00	55	55
16:00 - 17:00	55	55
17:00 - 18:00	55	55
18:00 - 19:00	55	55
19:00 - 20:00	55	0
20:00 - 21:00	55	0
21:00 - 22:00	55	0
22:00 - 23:00	55	0
23:00 - 00:00	55	0

Tabla 11-Distribución de potencia en kW de la cinta transportadora para cada mes. Fuente: Elaboración propia

Se ha supuesto que la cinta funciona a potencia nominal ( $F_{\text{utilización}} = 1$ ) durante toda la jornada laboral y que sólo se para durante los descansos y los fines de semana tras finalizar el turno de mañana.



### 3.13.5 Alumbrado interior

La iluminación en el interior de una mina es muy importante para poder llevar a cabo cualquier trabajo minero y por tanto debe ser buena en calidad y cantidad. Proporciona seguridad a los trabajadores y permite efectuar una inspección visual correcta del lugar. Cabe mencionar que cerca del 40% de accidentes trabajadores en la minería subterránea es producida por los desprendimientos de roca, los cuales han sido atribuidos a la mala iluminación.

Además, una mala iluminación durante las horas de trabajo provoca fatiga al minero.

Las fuentes de iluminación fijas utilizan casi siempre corriente alterna y las más habituales suelen ser las de filamento de tungsteno o fluorescente, aunque también se emplean otras, como las mostradas en la tabla 34:

Tipo de fuente de iluminación	Luminancia aproximada cd/m <sup>2</sup> (bombilla transparente)	Vida nominal media (h)	Fuente CC	Eficacia inicial aproximada lm · W <sup>-1</sup>	Apreciación de color
Filamento de tungsteno	105 a 107	750 a 1.000	Sí	5 a 30	Excelente
Incandescente	2 × 107	5 a 2.000	Sí	28	Excelente
Fluorescente	5 × 104 a 2 × 105	500 a 30.000	Sí	100	Excelente
Vapor de mercurio	105 a 106	16.000 a 24.000	Sí, con limitaciones	63	Media
Halogenuro metálico	5 × 106	10.000 a 20.000	Sí, con limitaciones	125	Buena
Sodio a alta presión	107	12.000 a 24.000	No recomendada	140	Regular
Sodio a baja presión	105	10.000 a 18.000	No recomendada	183	Mala

cd = bujías, CC = corriente continua; lm = lúmenes.

Tabla 12-Comparación de fuentes de iluminación en minería. Fuente: 74. Minas y canteras

Para el estudio de la iluminación interior se utilizaron luminarias fluorescentes tubulares TF-8 de 32W de potencia apropiadas para alturas de 2 a 2,5mts y luminarias de emergencia URA33 de 11W de potencia. Para la realización de la siguiente tabla se tomaron 10 metros como la distancia comprendida entre cada luminaria y se supuso que las fuentes de iluminación de 32 W funcionan a potencia nominal ( $F_{\text{utilización}} = 1$ ) durante toda la jornada laboral excepto los fines de semana tras finalizar el turno de mañana. En cuanto a las luminarias de emergencia sólo funcionan cuando se apagan las principales, también con factor de utilización igual a 1. El factor de simultaneidad se supone 1 en ambos casos debido a que se encienden todas las luminarias a la vez.

Mes cualquiera		
Hora	Weekday	Weekend
00:00 - 01:00	29,68	10,20
01:00 - 02:00	29,68	10,20
02:00 - 03:00	29,68	10,20
03:00 - 04:00	29,68	10,20
04:00 - 05:00	29,68	10,20
05:00 - 06:00	29,68	10,20
06:00 - 07:00	29,68	10,20
07:00 - 08:00	29,68	29,68
08:00 - 09:00	29,68	29,68

09:00 - 10:00	29,68	29,68
10:00 - 11:00	29,68	29,68
11:00 - 12:00	29,68	29,68
12:00 - 13:00	29,68	29,68
13:00 - 14:00	29,68	29,68
14:00 - 15:00	29,68	29,68
15:00 - 16:00	29,68	29,68
16:00 - 17:00	29,68	29,68
17:00 - 18:00	29,68	29,68
18:00 - 19:00	29,68	29,68
19:00 - 20:00	29,68	10,20
20:00 - 21:00	29,68	10,20
21:00 - 22:00	29,68	10,20
22:00 - 23:00	29,68	10,20
23:00 - 00:00	29,68	10,20

Tabla 13-Distribución de potencia en kW de la iluminación interior para cada hora. Fuente: Elaboración propia

### 3.13.6 Campamento

Los campamentos son proporcionados por la empresa minera para los trabajadores y sus familias en los casos en los que la mina está muy alejada de los núcleos urbanos, como es nuestro caso.

Como se verá en el apartado 4.2.7, la mina elegida tiene una clasificación de pequeña minería (C), lo que equivale a un recurso humano de entre 12 y 80 trabajadores y un tiempo empleado anual entre 30.000 y 200.000 horas.

En la mina trabajan en total 33 empleados, distribuidos en los dos turnos y en días de descanso. Es decir, en un turno trabajarán un total de 11 empleados: uno en cada galería (9), más uno en la oficina y otro en el exterior, de vigilante, controlando el acceso y el ascensor. Los once de los veintidós trabajadores restantes, pertenecientes al otro turno, descansarán en el campamento. Y por último, los once restantes son aquellos trabajadores que tienen su día libre y ha regresado a la ciudad. Por tanto, el número total de viviendas se establecerá en 33. Cabe decir que este número se ha obtenido tras una serie de cálculos en los que se ha establecido una jornada laboral a los trabajadores de 4x3x11: 4 días de trabajo de 11 horas cada uno y 3 días de descanso, que respeta las horas máximas semanales que puede trabajar un empleado. Dividiendo el número de horas totales trabajadas en la mina en un año, entre el número de horas trabajadas por cada empleado en un año:

$$\frac{11 \text{ trabajadores cada turno} \times 132 \text{ horas semanales} \times 52 \text{ semanas}}{11 \text{ horas cada día} \times 4 \text{ días cada semana} \times 52 \text{ semanas}} = 33 \text{ trabajadores necesarios}$$

Se observa que se cumple las condiciones de pequeña minería (C):

12 trabajadores <33 trabajadores< 80 trabajadores  
30.000 horas anuales < 75.5504 h. <200.000 horas anuales

Los equipos o aparatos que se pueden encontrar en una vivienda de un campamento minero son: refrigerador, iluminación, televisión y radio. Se tratará 22 viviendas como si tuvieran la misma demanda y la única carga a alimentar en las once viviendas restantes será el refrigerador que se supone que nunca se apaga.

- Refrigerador: se considera una nevera de 200 W.
- Iluminación: se considera 6 lámparas fluorescentes de 32 W.
- Televisión: se considera para el estudio un TV CTR o de tubo de 100 W.
- Radio: se considera una radio de 40 W.

Para la realización de la tabla de consumos (tabla 16) se consideraron los siguientes índices y factores:

	22 viviendas			11 viviendas		
Aparatos	Factor utilización	Factor simultaneidad día	Factor simultaneidad noche	Factor utilización	Factor simultaneidad día	Factor simultaneidad noche
Refrigerador	0,9	1	1	0,9	1	1
Iluminación	1	0	0,4	0	0	0
Televisión	0,8	0,35	0,4	0	0	0
Radio	0,8	0,36		0	0	0

Tabla 14-Factores de utilización y de simultaneidad para cada carga. Fuente: Elaboración propia

A su vez, los distintos factores de simultaneidad se basaron en el estudio realizado por la universidad nacional mayor de San Marcos:

Viviendas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Fs	1	0,88	0,81	0,69	0,64	0,54	0,55	0,49	0,48	0,47	0,48	0,53	0,48	0,47	0,44	0,42	0,41	0,4	0,38	0,38	0,37	0,36	0,37	0,36	0,35

Tabla 15-Variabilidad del factor de simultaneidad en función del número de viviendas. Fuente Universidad nacional mayor de San Marcos

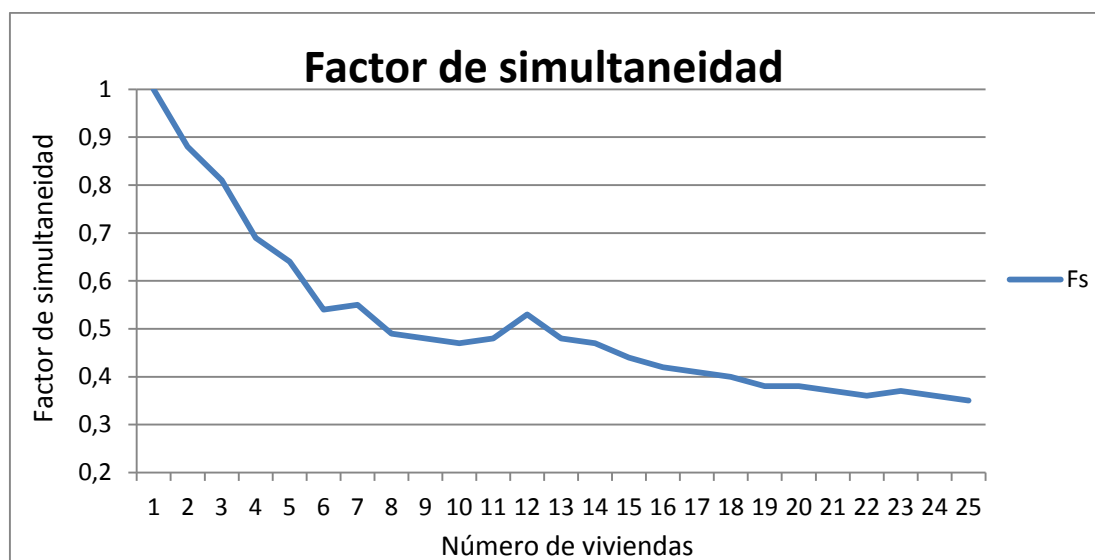


Figura 41-Representación gráfica de la variabilidad del factor de simultaneidad en función del número de viviendas.  
Fuente: elaboración propia

	Cargas/Horas	00:00 - 01:00	01:00 - 02:00	02:00 - 03:00	03:00 - 04:00	04:00 - 05:00	05:00 - 06:00	06:00 - 07:00	07:00 - 08:00	08:00 - 09:00	09:00 - 10:00	10:00 - 11:00	11:00 - 12:00	12:00 - 13:00	13:00 - 14:00	14:00 - 15:00	15:00 - 16:00	16:00 - 17:00	17:00 - 18:00	18:00 - 19:00	19:00 - 20:00	20:00 - 21:00	21:00 - 22:00	22:00 - 23:00	23:00 - 00:00
22 viviendas	Refrigerador	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96
	Iluminación	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,69	1,69	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,69	1,69	1,69	1,69	0,00
	Televisión	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,62	0,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,62	0,70	0,70	0,70	0,00	0,00
	Radio	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,25	0,25	0,25	0,00	0,00	0,25	0,25	0,00	0,00	0,00	0,25	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11 viviendas	Refrigerador	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,80	1,80	1,80
	Iluminación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Televisión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Radio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total (33)	Refrigerador	5,94	5,94	5,94	5,94	5,94	5,94	5,94	5,94	5,94	5,94	5,94	5,94	5,94	5,94	5,94	5,94	5,94	5,94	5,94	5,94	5,94	5,76	5,76	5,76
	Iluminación	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,69	1,69	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,69	1,69	1,69	1,69	0,00
	Televisión	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,62	0,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,62	0,70	0,70	0,70	0,00	0,00
	Radio	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,25	0,25	0,25	0,00	0,00	0,25	0,25	0,00	0,00	0,00	0,25	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabla 16-Distribución horaria de la potencia consumida (kW) en el campamento en un día típico. Fuente: elaboración propia

### 3.13.7 Edificio oficina de Ingeniería

Se establece un pequeño edificio junto a la mina que alojará la oficina de ingeniería, los vestuarios de los trabajadores, un comedor para los descansos y una pequeña sala de primeros auxilios para los casos en los que se produzcan accidentes de trabajo.

Las cargas eléctricas consideradas son las siguientes:

- Ordenador: Se considera un ordenador de sobremesa, incluyendo la torre y el monitor, sumando una potencia de 220 W
- Iluminación: Se consideran 10 lámparas fluorescentes de 32 W.
- Refrigerador: se considera una nevera para el comedor de 200 W.
- Micro-ondas: se considera un microondas de 900 W de potencia.

Para la realización de la distribución de consumos, representada en la tabla 24, se supuso que las cargas, excepto el refrigerador, se apagan los fines de semana tras la finalización del turno de mañana y que el microondas sólo trabaja durante los descansos. Además se tomaron los siguientes factores de utilización y de simultaneidad:

	F utilización	F simultaneidad
Ordenador	0,6	1
Iluminación	1	1 noche 0,5 día
Refrigerador	0,9	1
Micro-ondas	0,9	1

Tabla 17-Factores de utilización y de simultaneidad para cada carga del edificio de ingeniería. Fuente: Elaboración propia

	Enero		Febrero		Marzo		Abril		Mayo		Junio		Julio		Agosto		Septiembre		Octubre		Noviembre		Diciembre	
Hour	Weekday	Weekend	Weekday	Weekend	Weekday	Weekend	Weekday	Weekend	Weekday	Weekend	Weekday	Weekend	Weekday	Weekend	Weekday	Weekend	Weekday	Weekend	Weekday	Weekend	Weekday	Weekend	Weekday	Weekend
00:00 - 01:00	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18
01:00 - 02:00	1,44	0,18	1,44	0,18	1,44	0,18	1,44	0,18	1,44	0,18	1,44	0,18	1,44	0,18	1,44	0,18	1,44	0,18	1,44	0,18	1,44	0,18	1,44	0,18
02:00 - 03:00	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18
03:00 - 04:00	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18
04:00 - 05:00	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18
05:00 - 06:00	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18
06:00 - 07:00	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18
07:00 - 08:00	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
08:00 - 09:00	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
09:00 - 10:00	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
10:00 - 11:00	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
11:00 - 12:00	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
12:00 - 13:00	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
13:00 - 14:00	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28
14:00 - 15:00	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
15:00 - 16:00	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
16:00 - 17:00	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
17:00 - 18:00	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
18:00 - 19:00	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
19:00 - 20:00	0,47	0,18	0,47	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,47	0,18	0,47	0,18	0,47	0,18
20:00 - 21:00	0,47	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,47	0,18
21:00 - 22:00	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18
22:00 - 23:00	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18
23:00 - 00:00	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18	0,63	0,18

Tabla 18-Distribución de potencia en kW del edificio de ingeniería para cada mes. Fuente: Elaboración propia

### 3.13.8 Jaula minera

Realiza las funciones de montacargas y de ascensor debido a que transporta tanto a los trabajadores, como vagones, herramientas o mineral. Cabe decir que número de vagones que puede entrar en cada jaula, varía según el modelo de la jaula (dos, cuatro, ocho vagones...). La caña del pozo normalmente contiene dos jaulas, ambas movidas por un motor eléctrico.



Figura 42-Jaula minera. Fuente: google

El motor debe de ser capaz de transportar los 9 mineros (visto en el apartado 3.10.6), así como el mineral y herramientas hasta una profundidad de 500m. La potencia de estos motores suele ser elevada y puede llegar hasta los 83kW dependiendo también de la velocidad.

Para nuestro estudio se ha elegido un motor de potencia nominal 29,5 kW con capacidad de hasta 2 toneladas y velocidad 1,6 m/s.

En la siguiente tabla se puede ver la distribución de consumos para cada hora de un mes cualquiera. Para ello se ha supuesto que la jaula minera no cesa de trabajar excepto en los descansos y los fines de semana tras finalizar el turno de mañana. El factor de utilización se supone en 0,5 por la razón de que la mayoría del tiempo la jaula no transporta a su máxima capacidad, y en alguna ocasión puede que realice viajes sin peso alguno.

Mes cualquiera		
Hora	Weekday	Weekend
00:00 - 01:00	14,75	0
01:00 - 02:00	0	0
02:00 - 03:00	14,75	0
03:00 - 04:00	14,75	0
04:00 - 05:00	14,75	0
05:00 - 06:00	14,75	0
06:00 - 07:00	14,75	0
07:00 - 08:00	14,75	14,75
08:00 - 09:00	14,75	14,75
09:00 - 10:00	14,75	14,75
10:00 - 11:00	14,75	14,75
11:00 - 12:00	14,75	14,75
12:00 - 13:00	14,75	14,75
13:00 - 14:00	0	0



14:00 - 15:00	14,75	14,75
15:00 - 16:00	14,75	14,75
16:00 - 17:00	14,75	14,75
17:00 - 18:00	14,75	14,75
18:00 - 19:00	14,75	14,75
19:00 - 20:00	14,75	0
20:00 - 21:00	14,75	0
21:00 - 22:00	14,75	0
22:00 - 23:00	14,75	0
23:00 - 00:00	14,75	0

Tabla 19-Distribución de potencia en kW del motor del ascensor para cada hora. Fuente: Elaboración propia

### 3.13.9 Locomotora eléctrica

Las locomotoras sirven para el transporte humano o de material y normalmente arrastran a su vez vagones mineros. Las hay eléctricas, de diésel, etc. Dentro de las eléctricas también se clasifican en conectadas a la red o funcionamiento mediante batería. Los rangos de potencia van desde los 13kW hasta los 120kW.

En este caso se ha seleccionado la locomotora trolley ZK de la empresa Jiangxi Lanxiang Heavy Industry que funciona con corriente alterna y cuya potencia es de 13 kW.



Para realizar la distribución de consumos representada en la siguiente tabla, se supuso que la locomotora trabaja a lo largo de la jornada laboral excepto durante los descansos y los fines de semana tras finalizar el turno de mañana. El factor de utilización se supone en 0,5 debido a que hay viajes en el que la locomotora no transporta al máximo de su capacidad.

Mes cualquiera		
Hora	Weekday	Weekend
00:00 - 01:00	6,5	0
01:00 - 02:00	0	0
02:00 - 03:00	6,5	0
03:00 - 04:00	6,5	0
04:00 - 05:00	6,5	0
05:00 - 06:00	6,5	0
06:00 - 07:00	6,5	0
07:00 - 08:00	6,5	6,5
08:00 - 09:00	6,5	6,5
09:00 - 10:00	6,5	6,5
10:00 - 11:00	6,5	6,5
11:00 - 12:00	6,5	6,5
12:00 - 13:00	6,5	6,5

13:00 - 14:00	0	0
14:00 - 15:00	6,5	6,5
15:00 - 16:00	6,5	6,5
16:00 - 17:00	6,5	6,5
17:00 - 18:00	6,5	6,5
18:00 - 19:00	6,5	6,5
19:00 - 20:00	6,5	0
20:00 - 21:00	6,5	0
21:00 - 22:00	6,5	0
22:00 - 23:00	6,5	0
23:00 - 00:00	6,5	0

Tabla 20-Distribución de potencia en kW de la locomotora para cada hora. Fuente: Elaboración propia

### 3.13.10 Trituradora

El papel de la trituradora en la minería es la de procesar el mineral extraído para producir dicho material con trozos de menor tamaño al original. Esto se hace para facilitar el posterior transporte del mineral.

Se supondrá que la trituradora funciona a potencia nominal durante toda la jornada laboral y que sólo se parará durante los descansos y los fines de semana tras finalizar el turno de mañana.

Se ha escogido como modelo la trituradora de mandíbulas modelo Nordberg C80 de 75kW de potencia.



En la siguiente tabla se puede ver la distribución de consumos para un mes cualquiera. Se ha empleado un factor de utilización igual a 1 (trabaja a potencia nominal).

Hora	Mes	
	Weekday	Weekend
00:00 - 01:00	75	0
01:00 - 02:00	0	0
02:00 - 03:00	75	0
03:00 - 04:00	75	0
04:00 - 05:00	75	0
05:00 - 06:00	75	0
06:00 - 07:00	75	0
07:00 - 08:00	75	75
08:00 - 09:00	75	75
09:00 - 10:00	75	75
10:00 - 11:00	75	75
11:00 - 12:00	75	75

12:00 - 13:00	75	75
13:00 - 14:00	0	0
14:00 - 15:00	75	75
15:00 - 16:00	75	75
16:00 - 17:00	75	75
17:00 - 18:00	75	75
18:00 - 19:00	75	75
19:00 - 20:00	75	0
20:00 - 21:00	75	0
21:00 - 22:00	75	0
22:00 - 23:00	75	0
23:00 - 00:00	75	0

Tabla 21-Distribución de potencia en kW de la trituradora para cada mes. Fuente: Elaboración propia

### 3.13.11 Distribución anual de todas las cargas

Tras definir y calcular las distintas distribuciones de consumos para cada carga eléctrica de una mina subterránea, se obtiene la siguiente tabla:

Carga en kW	Enero		Febrero		Marzo		Abril		Mayo		Junio		Julio		Agosto		Septiembre		Octubre		Noviembre		Diciembre	
Hour	Weekday	Weekend	Weekday	Weekend	Weekday	Weekend	Weekday	Weekend	Weekday	Weekend	Weekday	Weekend	Weekday	Weekend	Weekday	Weekend	Weekday	Weekend	Weekday	Weekend	Weekday	Weekend	Weekday	Weekend
00:00 - 01:00	428.7	257.5	428.7	257.5	428.7	257.5	428.7	257.5	878.7	257.5	428.7	257.5	428.7	257.5	428.7	257.5	428.7	257.5	428.7	257.5	428.7	257.5	428.7	257.5
01:00 - 02:00	278.3	257.5	278.3	257.5	728.3	257.5	278.3	257.5	278.3	257.5	728.3	257.5	278.3	257.5	278.3	257.5	278.3	257.5	278.3	257.5	278.3	257.5	278.3	257.5
02:00 - 03:00	428.7	257.5	428.7	257.5	428.7	257.5	428.7	257.5	428.7	257.5	428.7	257.5	428.7	257.5	878.7	257.5	428.7	257.5	428.7	257.5	428.7	257.5	428.7	257.5
03:00 - 04:00	428.7	257.5	428.7	257.5	428.7	257.5	428.7	257.5	428.7	257.5	428.7	257.5	428.7	257.5	428.7	257.5	428.7	257.5	428.7	257.5	428.7	257.5	878.7	257.5
04:00 - 05:00	428.7	257.5	428.7	257.5	428.7	257.5	428.7	257.5	428.7	257.5	428.7	257.5	878.7	257.5	428.7	257.5	878.7	257.5	428.7	257.5	428.7	257.5	428.7	257.5
05:00 - 06:00	880.4	259.2	430.4	259.2	430.4	259.2	430.4	259.2	430.4	259.2	430.4	259.2	430.4	259.2	430.4	259.2	430.4	259.2	430.4	259.2	430.4	259.2	430.4	259.2
06:00 - 07:00	430.4	259.2	430.4	259.2	430.4	259.2	880.4	259.2	430.4	259.2	430.4	259.2	430.4	259.2	430.4	259.2	430.4	259.2	880.4	259.2	430.4	259.2	430.4	259.2
07:00 - 08:00	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	877.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	877.6	427.6	427.6	427.6
08:00 - 09:00	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6
09:00 - 10:00	427.6	427.6	877.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	877.6	427.6	427.6	427.6
10:00 - 11:00	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	877.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3
11:00 - 12:00	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	877.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3
12:00 - 13:00	428.2	428.2	428.2	428.2	428.2	428.2	428.2	428.2	428.2	428.2	428.2	428.2	428.2	428.2	428.2	428.2	428.2	428.2	878.2	428.2	428.2	428.2	428.2	428.2
13:00 - 14:00	277.8	727.8	277.8	277.8	277.8	277.8	277.8	277.8	277.8	277.8	277.8	727.8	277.8	277.8	277.8	277.8	277.8	277.8	277.8	277.8	277.8	277.8	277.8	277.8
14:00 - 15:00	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	877.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3
15:00 - 16:00	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3
16:00 - 17:00	427.3	427.3	427.3	877.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	427.3	877.3
17:00 - 18:00	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	877.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	877.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6	427.6
18:00 - 19:00	428.2	428.2	428.2	428.2	878.2	428.2	431.3	431.3	881.3	431.3	431.3	431.3	431.3	431.3	431.3	431.3	428.2	428.2	878.2	428.2	428.2	428.2	428.2	428.2
19:00 - 20:00	428.0	256.9	428.0	256.9	431.1	259.9	881.1	259.9	431.1	259.9	881.1	259.9	431.1	259.9	431.1	259.9	431.1	259.9	428.0	256.9	428.0	256.9	878.0	256.9
20:00 - 21:00	428.0	256.9	431.1	259.9	431.1	259.9	431.1	259.9	431.1	259.9	431.1	259.9	431.1	259.9	881.1	259.9	431.1	259.9	431.1	259.9	431.1	259.9	428.0	256.9
21:00 - 22:00	881.1	259.9	431.1	259.9	431.1	259.9	431.1	259.9	431.1	259.9	431.1	259.9	431.1	259.9	431.1	259.9	881.1	259.9	431.1	259.9	431.1	259.9	431.1	259.9
22:00 - 23:00	430.4	259.2	430.4	259.2	430.4	259.2	430.4	259.2	430.4	259.2	430.4	259.2	880.4	259.2	430.4	259.2	430.4	259.2	430.4	259.2	430.4	259.2	430.4	259.2
23:00 - 00:00	428.7	257.5	878.7	257.5	428.7	257.5	428.7	257.5	428.7	257.5	428.7	257.5	428.7	257.5	428.7	257.5	428.7	257.5	428.7	257.5	878.7	257.5	428.7	257.5

Tabla 22-Distribución anual de potencia (kW) de todas las cargas en una mina. Fuente: elaboración propia

Representando gráficamente los anteriores valores, quedan las siguientes curvas de demanda diaria:

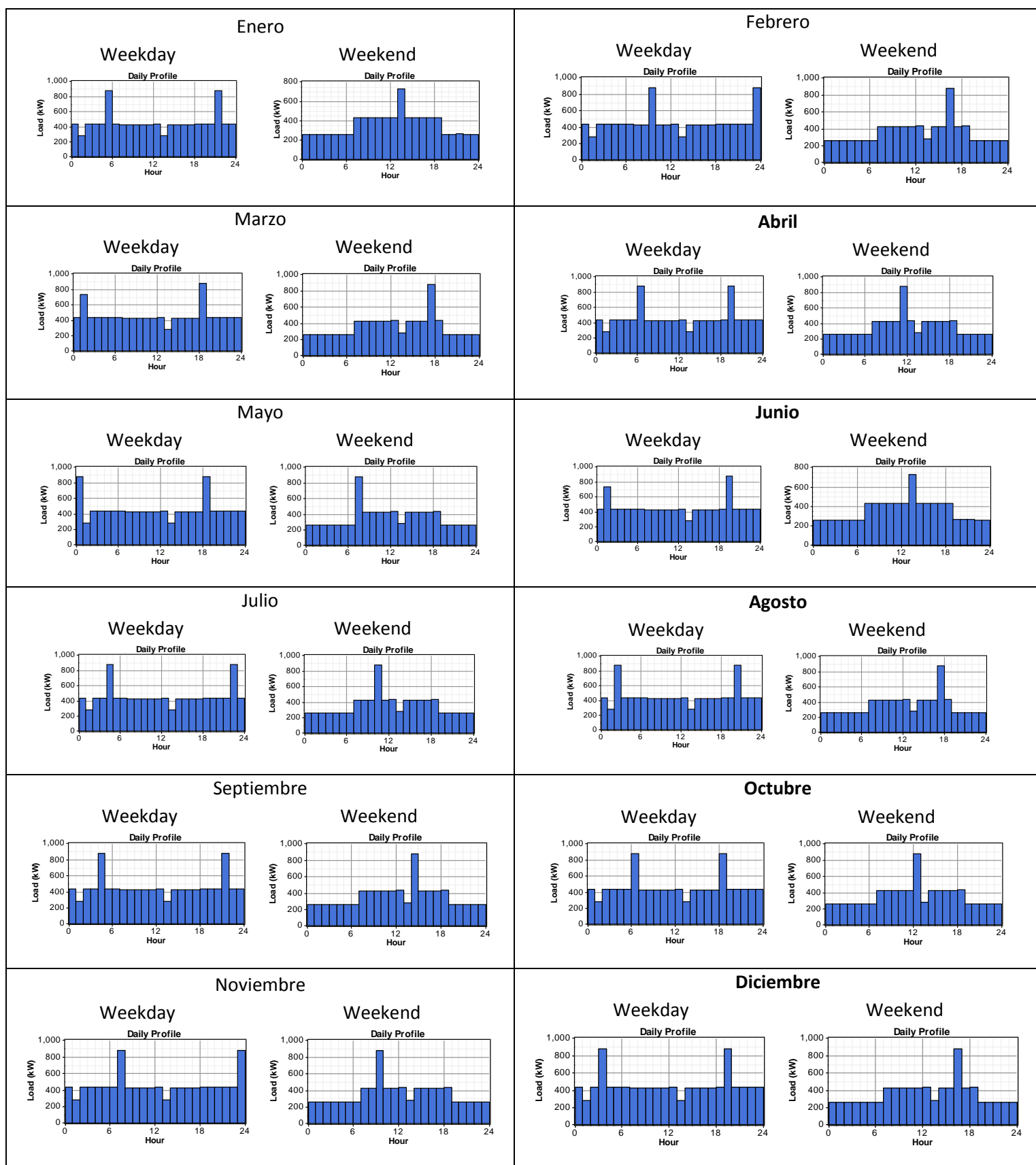


Figura 43- Perfiles diarios de potencia (kW) para cada mes. Fuente: elaboración propia

Como se puede observar, en todos los meses se producen dos picos los días entre semana y un pico los fines de semana. Esto es debido a la bomba de agua. También se producen dos valles a las 01:00 y a las 13:00, que se explican por el cese de trabajo de varias cargas eléctricas por motivo de los descansos que se producen en la minería. En los fines de semana estas pausas sólo ocurren a las 13:00 y tras finalizar el turno de mañana, ya que no existe el turno de noche.

De la tabla 55 se puede obtener a su vez los siguientes valores:

Demanda estimada	
Energía anual (MWh/año)	3728.84
Energía mensual (MWh/mes)	306.48
Energía diaria media (kWh/d)	10,216
Potencia media (kW)	426
Potencia pico (kW)	881
Factor de carga (%)	0.483

Tabla 23- Datos característicos de la demanda estimada de una mina. Fuente: elaboración propia

Sin embargo, estos datos no representan la demanda real de una mina. Una mejor aproximación se ilustra en la siguiente tabla, a la que se le ha aplicado unos valores de variación aleatoria como se verá en el apartado 6.2.2, en la introducción de datos a Homer.

Demanda estimada	
Energía anual (MWh/año)	3710.955
Energía mensual (MWh/mes)	305.01
Energía Diaria (kWh/d)	10,167
Potencia media (kW)	424
Potencia Pico (kW)	1,192
Factor de carga (%)	0.355

Tabla 24- Datos de la demanda estimada de una mina aplicando valores de variación aleatoria. Fuente: elaboración propia

Como se puede apreciar, los parámetros que se ven mayormente afectados son la potencia pico y el factor de carga.

## 4 ANÁLISIS DEL RECURSO RENOVABLE EN CHILE

### 4.1 Mercado Potencial

Chile posee el mayor potencial de energía solar del mundo. Se buscó durante décadas cuál era el lugar del planeta con mayor radiación solar y en un principio se pensó que debía tratarse de Ecuador, donde el Sol llega a la superficie de manera vertical. Investigadores de la Universidad de Chile confirman que es su país, y en concreto la zona norte y el desierto de Atacama, donde se concentra la mayor cantidad de radiación, entre 7 y 7,5 kWh/m<sup>2</sup>, alcanzando un potencial total de 228 GW, según el estudio realizado por ICEX en 2014. En cuanto a Atacama, se estima que hay 20.000 hectáreas con potencial para el desarrollo de proyectos de energía solar que se pueden traducir en 10GW de capacidad instalada.

La razón de la menor disponibilidad solar en el Ecuador, se debe a la distribución del agua en la atmósfera. La humedad en Ecuador dispersa la radiación. Además, cuanto mayor es la altura, menor es la dispersión que experimenta la radiación en su camino a la superficie. Esto permite entender por ejemplo, por qué el desierto de Atacama presenta el potencial detectado.

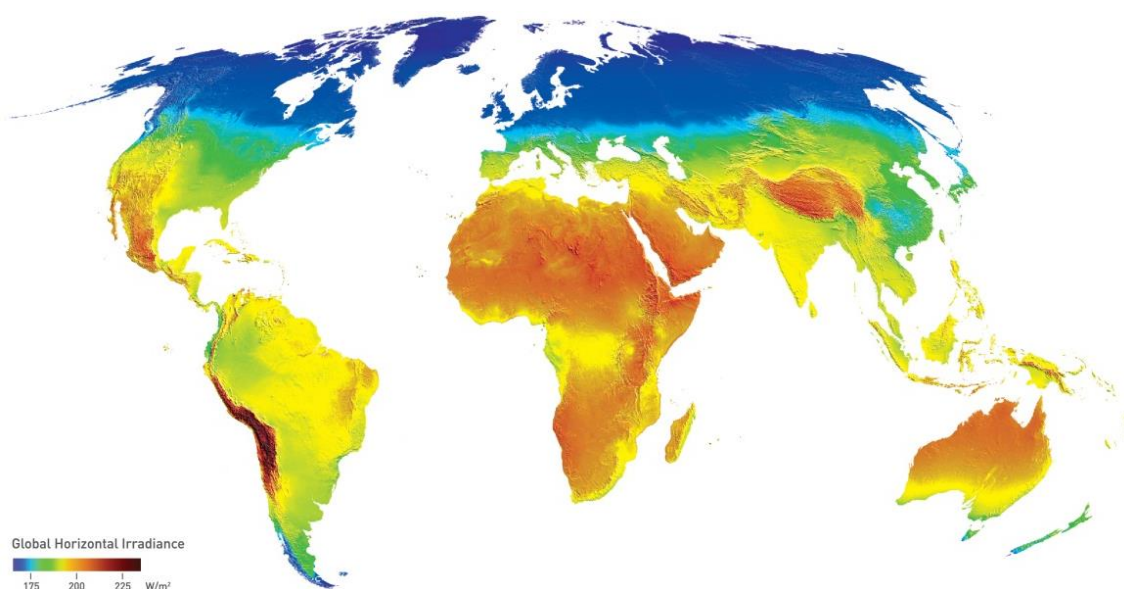


Figura 44-Comparativa de la irradiancia global media horizontal de Chile con el resto del mundo. Fuente: 3TIER.

Actualmente se están instalando diversos proyectos en todo el país, con grandes plantas fotovoltaicas para abastecer a la industria minera. Se pretende llegar hasta los 11.933 MW con la suma de los proyectos en construcción, los que están aprobados y los que están en calificación. Si se alcanzara dicha cifra, la energía solar sería la fuente de energía más importante de la matriz energética de energías renovables del país.

- En operación: en septiembre de 2014 hay en operación 8 plantas de energía solar que suponen una capacidad instalada de 148,8 MW, más una planta solar aislada de 1MW.

Nombre de la Central	Propietario	Potencia Neta (MW)	Región	Sistema
El Águila	E-CL	2,2	15	SING
Huayca I	SelRay	1,4	1	SING
Tambo Real	Kaltemp	1,1	4	SIC
Solar Andacollo	Solairedirect	1,0	4	SIC
Amanecer Solar CAP	SunEdison	100	3	SIC
El Salvador	RTS Energy	2.9	3	SIC
San Andrés	SunEdison	48,2	3	SIC
Calama 3	Solarpack	1,0	2	Aislado
Pozo Almonte	Solarpack	23,5	1	SING
Santa Cecilia	Reri Chile	3	2	SIC
Techos de Altamira	EERM	0,2	RM	SIC

Tabla 25-Proyectos de energía solar en operación en septiembre 2014. Fuente: CIFES, Estatus ERNC operación septiembre 2014

- En construcción: a la misma fecha, hay 5 proyectos solares en construcción que suponen una capacidad instalada de 1154,4 MW.

Nombre de la Central	Propietario	Potencia Neta (MW)	Región	Sistema
PV El Salvador	Solventus	68	3	SIC
Solar Lalackama	Enel	55	3	SIC
Chañares	Enel	40	3	SIC
Solar Javiera	Sun Edison	64	3	SIC
Loma Los Colorados	KDM Energía	2,4	4	SIC
Diego de Almagro	Enel	30	3	SIC
Luz del Norte	First Solar	141	3	SIC
Solar Conejo	Pattern	108	2	SIC
Pampa Solar Norte	Ingenostrum	91	2	SIC
Solar Pedernales	Mainstream	100	3	SIC
María Elena	Sun Edison	72	2	SING
La Huayca II	Selray	30	1	SING
San Pedro I	Element Power	33,7	2	SING
Arica Solar I	Sky Solar	40	15	SING
San Pedro II	Element Power	46	2	SING
Pampa Camarones	E-CL	6	15	SING
Uribe Solar	Gestamp	50	2	SING
San Pedro III	Element Power	67,3	2	SING
Cerro Dominador	Abengoa	110	2	SING

Tabla 26-Proyectos de energía solar en construcción en septiembre 2014. Fuente: Systep, septiembre 2014.

- Bajo evaluación de impacto ambiental: se encuentran 121 proyectos ingresados a trámite por el SEA. De ellos, 25 están en fase de calificación (2.410 MW) y 96 están aprobados (7.902 MW).

En cuanto al recurso eólico, ICEX estima que el potencial de Chile es de 40 GW. Existen algunas zonas de mayor interés para el desarrollo de proyectos de energía eólica, como lo es el sur del país. El principal problema es que en esas zonas no existe una gran demanda de energía.



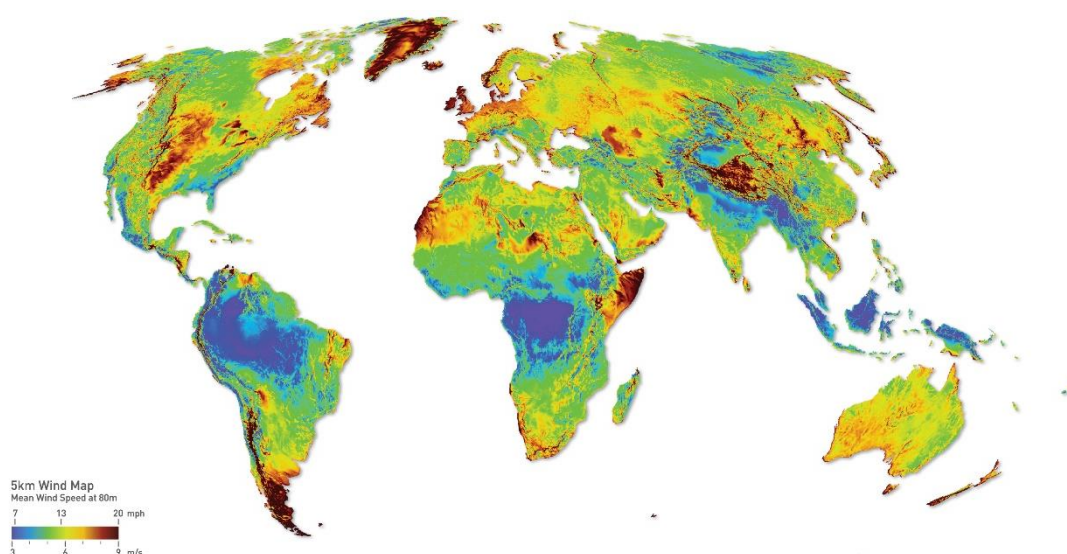


Figura 45-Comparativa de la velocidad media del viento a 80 m de Chile con el resto del mundo. Fuente: 3TIER.

El conocimiento sobre el potencial de Chile aún es escaso, aunque se han impulsado campañas por parte del Ministerio de Energía, junto con la Agencia de Cooperación Internacional Alemana para caracterizar apropiadamente el recurso eólico de varias regiones.

Por otra parte, investigadores de la Universidad de Stanford realizaron mapas globales de potencial eólico en 2005. A partir de ellos, se identificaron cuatro zonas con potencial eólico explotable con fines de generación eléctrica:

- Sector costero, zonas de cerros de la IV Región y otras regiones del norte del país.
- Zona de Calama en la II Región y otras zonas altiplánicas
- Zonas costeras abiertas al océano y hacia las pampas patagónicas en las regiones XI y XII
- Puntas que penetran al océano en la costa de la zona norte y central

En lo que respecta a los proyectos de operación, construcción y en trámite por el SEA encontramos los siguientes:

- En operación: en la actualidad, Chile cuenta con una capacidad instalada de 682 MW en energía eólica gracias a los 17 proyectos en operación.

Nombre de la Central	Potencia Neta (MW)	Región	Sistema
Valle de los Vientos	90	2	SING
Canela I	18,2	4	SIC
Canela II	60	4	SIC
Parque Eólico Monte Redondo	38	4	SIC
Ampliación Monte Redondo	10	4	SIC
Totoral	46	4	SIC
Parque Eólico Punta Colorada	20	4	SIC
Talinay Oriente	90	4	SIC
Ucuquer	7,2	6	SIC
Parque Eólico El Arrayán	115	4	SIC
Cristoro Lebu	3,6	8	SIC
Ampliación Lebu	3	8	SIC
Negrete Cuel	33	8	SIC
Parque Eólico San Pedro	36	10	SIC
Alto Baguales	2	9	Aysén
Parque eólico El Toqui	1,5	9	Aislado
Parque Eólico Cabo Negro	2,3	12	Aislado

Tabla 27-Proyectos de energía eólica en operación, septiembre de 2014. Fuente: CIFES y Systep, septiembre 2014.

- En construcción: los proyectos eólicos en construcción suponen una capacidad instalada de 424,4 MW

Nombre de la Central	Propietario	Potencia Neta (MW)	Región	Sistema
Cabo Leones I	Ibereólica	170	3	SIC
Los Buenos Aires	Enel	39,6	8	SIC
Punta Palmeras	Acciona Energía	45	4	SIC
Talinay Poniente	Eólica Talinay	60,6	4	SIC
Taltal	Enel	99	2	SIC
Ucuquer II	Energías Ucuquer	10,2	6	SIC

Tabla 28-Proyectos eólicos en construcción a febrero 2014. Fuente: Systep.

- Bajo evaluación de impacto ambiental: a la misma fecha, hay otros 67 proyectos ingresados a trámite ante el SEA, de los cuales 56 están aprobados (6.602 MW) y 11 en fase de calificación (1.133 MW)

#### 4.1.1 Herramientas de búsqueda

La búsqueda del recurso renovable se hará principalmente mediante el explorador de energía solar y eólica realizado por el departamento de Geofísica de la Universidad de Chile que fue encargado por el Ministerio de Energía de Chile y GIZ (Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit).

Este explorador presenta la información pública más detallada y completa que actualmente existe sobre el recurso solar y eólico de Chile.



Los mapas solares han sido desarrollados a partir de modelos atmosféricos y datos satelitales, para el período comprendido entre los años 2003 y 2011, con una resolución espacial de un kilómetro. Y en el caso de las simulaciones eólicas, estas fueron desarrolladas usando el modelo WRF (Weather Research and Forecasting), con alta resolución tanto en la vertical (10 metros) como en la horizontal (1 Km), y se simuló el viento durante un año completo (2010). Estos resultados fueron validados con observaciones de viento en más de 350 sitios a lo largo del país.

#### 4.1.2 Límites de la búsqueda

Nuestra búsqueda se limita a las regiones del norte del país Arica y Parinacota, Tarapacá, Antofagasta y Atacama por la razón de que estos lugares poseen el mejor recurso solar del país:

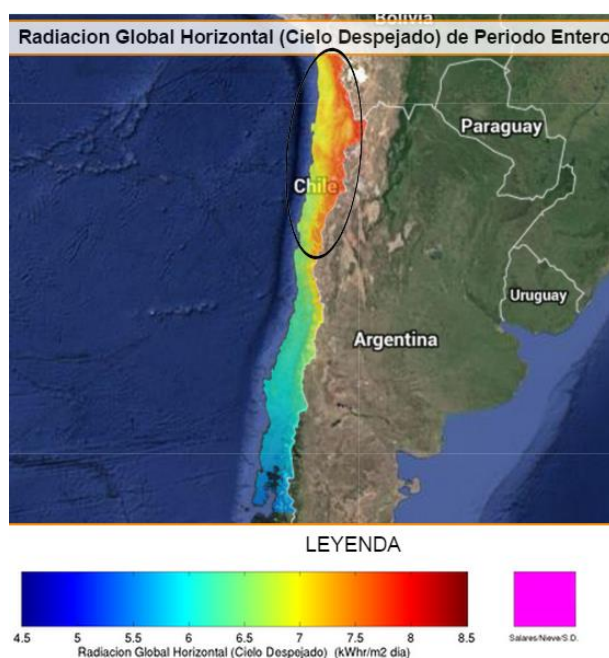


Figura 46-Mapa solar de Chile. Fuente: Explorador solar de Chile

Se va a seguir el siguiente procedimiento para la selección de la mina con mejor recurso renovable:

- 1-Búsqueda de las zonas generales con mejor recurso solar de cada región
- 2-Búsqueda de las zonas generales con mejor recurso eólico de cada región
- 3-Intersección de las zonas con mejor recurso solar y eólico de cada región
- 4-Búsqueda de minas subterráneas activas y aisladas en la zona de intersección
- 5-Comparación de las minas seleccionadas
- 6-Detalles de la mina seleccionada

#### 4.1.3 Análisis del recurso Arica y Parinacota

Esta región cuenta con un buen recurso solar debido a que se es la región que más al norte del país se sitúa. Lamentablemente, el explorador mencionado anteriormente no proporciona información sobre la radiación de esta región, por lo que se procede primero a analizar el recurso eólico:

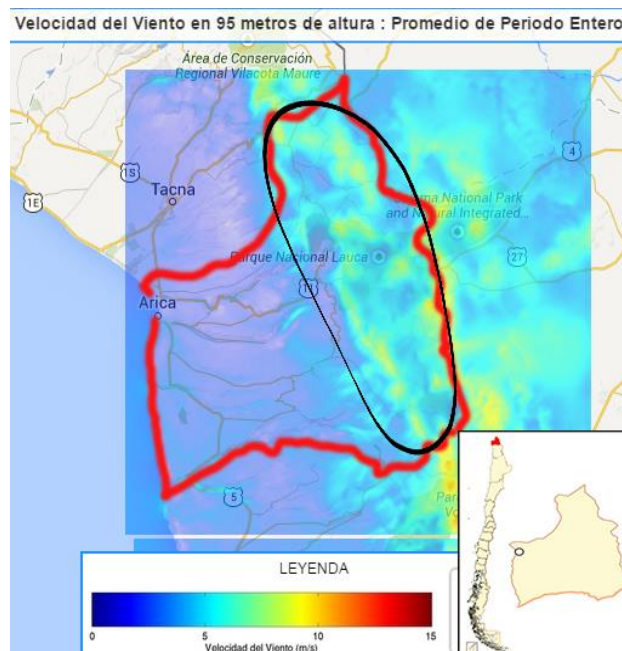


Figura 47-Recurso eólico región Arica y Parinacota

El círculo de color negro representa la zona con mejor recurso eólico de la región, por lo que a continuación se procede a buscar las minas subterráneas que contengan dicho círculo:

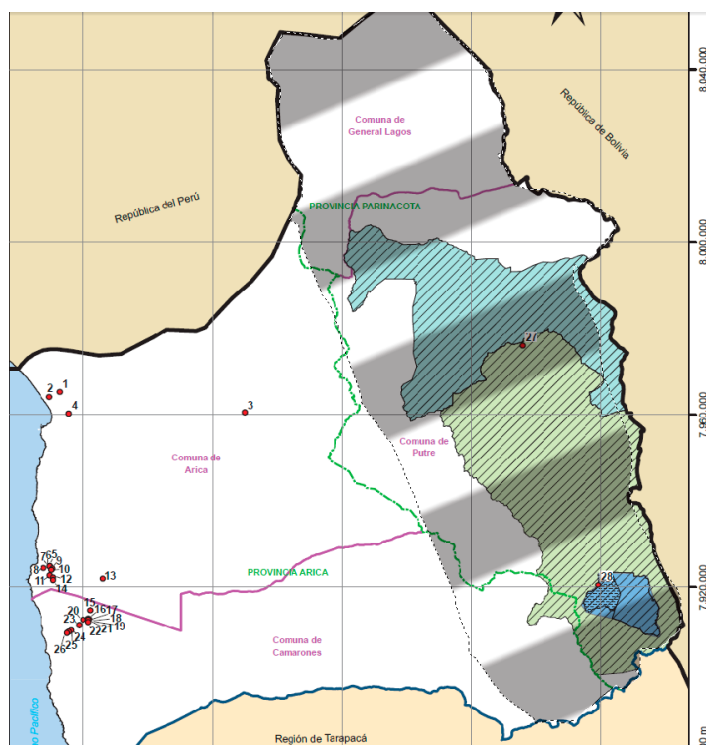


Figura 48-Minas dentro de la intersección con mejor recurso renovable. Fuente: elaboración propia

Arica no es una región muy minera. Encontramos en la zona subrayada sólo dos minas, el número 27 y el 28. Estas minas no son subterráneas, son de exploraciones y de rajo abierto, por lo que el estudio de esta región termina aquí.

Cabe decir que, si se hubiese encontrado alguna mina subterránea en la zona, se habría utilizado herramientas como 3TIER, Meteonorm Software o las bases de datos de la NASA para la búsqueda de información del recurso solar.

#### 4.1.4 Análisis del recurso Tarapacá

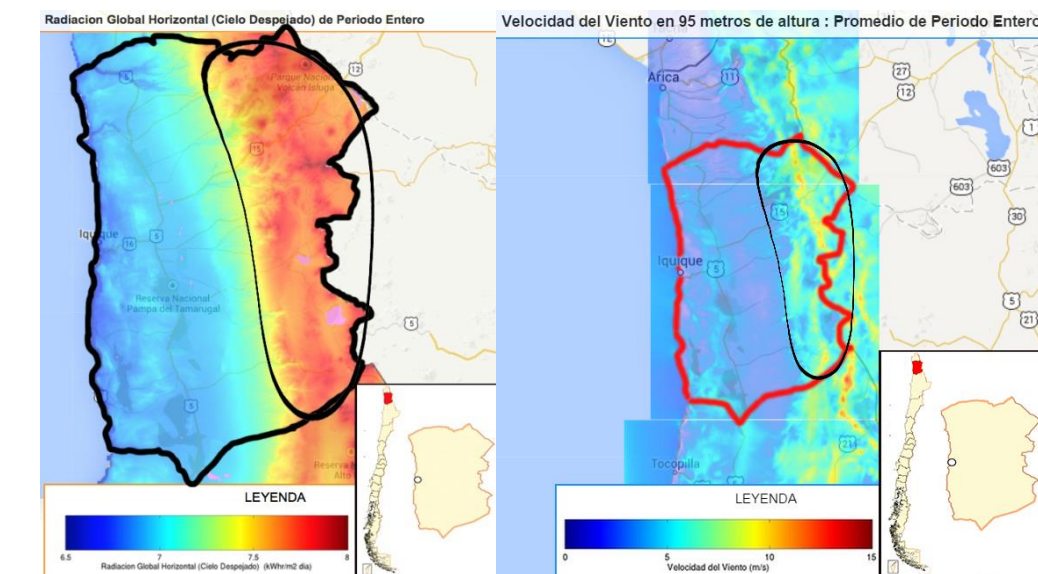


Figura 49-Zonas de mejor recurso solar (izq.) y eólico (der.) de la región de Tarapacá. Fuente: elaboración propia

Se puede apreciar como la zona con mejor recurso renovable de Tarapacá se encuentra en la parte este de la región junto a la cordillera de los Andes. En este caso, se da la coincidencia de que ambas zonas (círculos de color negro) coinciden, por la que carece de sentido realizar su intersección.

Las minas localizadas en el círculo se representan en el siguiente mapa:



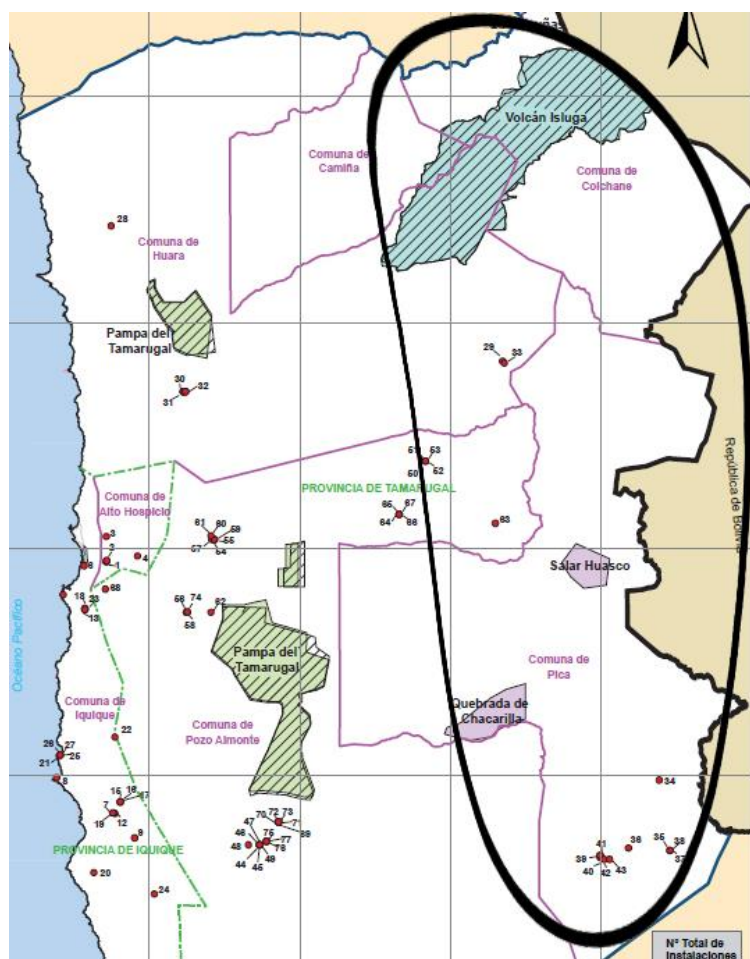


Figura 50-Minas dentro de la intersección de mejor recurso renovable, región de Tarapacá. Fuente: elaboración propia

De todas ellas la única que cumple con los criterios es la número 66.

#### 4.1.5 Análisis del recurso renovable de Antofagasta

Al igual que en la anterior región, el recurso solar es mayor en las proximidades de la cordillera de los Andes de Chile, pero esta vez podemos distinguir tres zonas fundamentales que se muestran en la imagen.

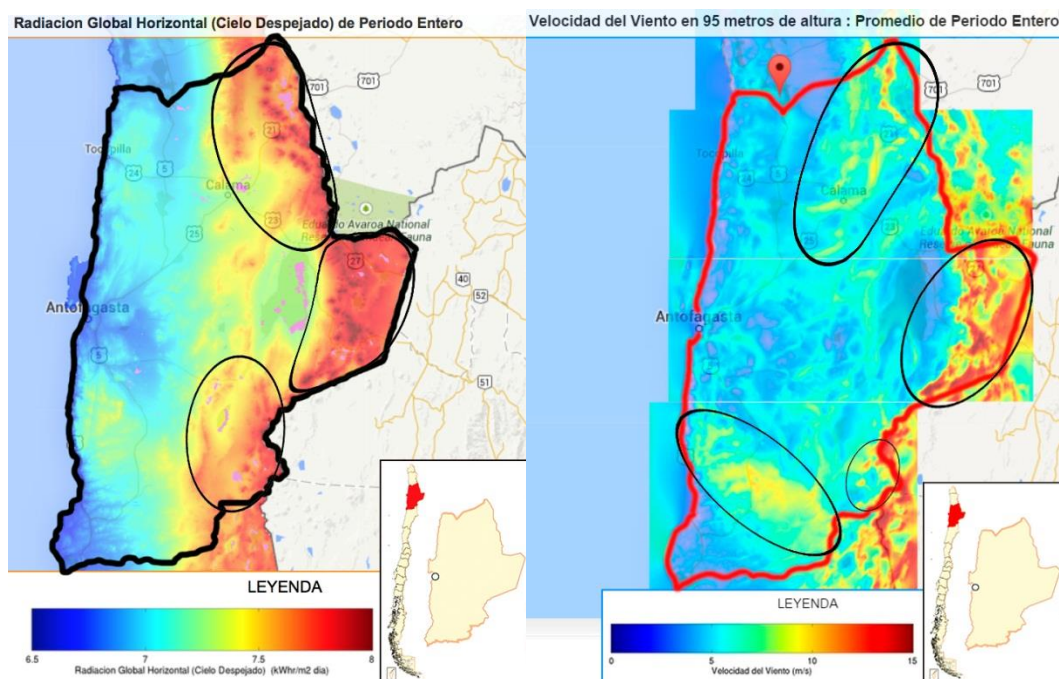


Figura 51-Zonas con mejor recurso solar (izq.) y eólico (der.) de la región de Antofagasta. Fuente: elaboración propia

En el caso del recurso eólico, su distribución es bastante irregular a diferencia de la anterior región. Podemos encontrar cuatro zonas de diferentes tamaños:

La intersección de ambas se representa en la figura 5 mediante un sombreado a rayas:

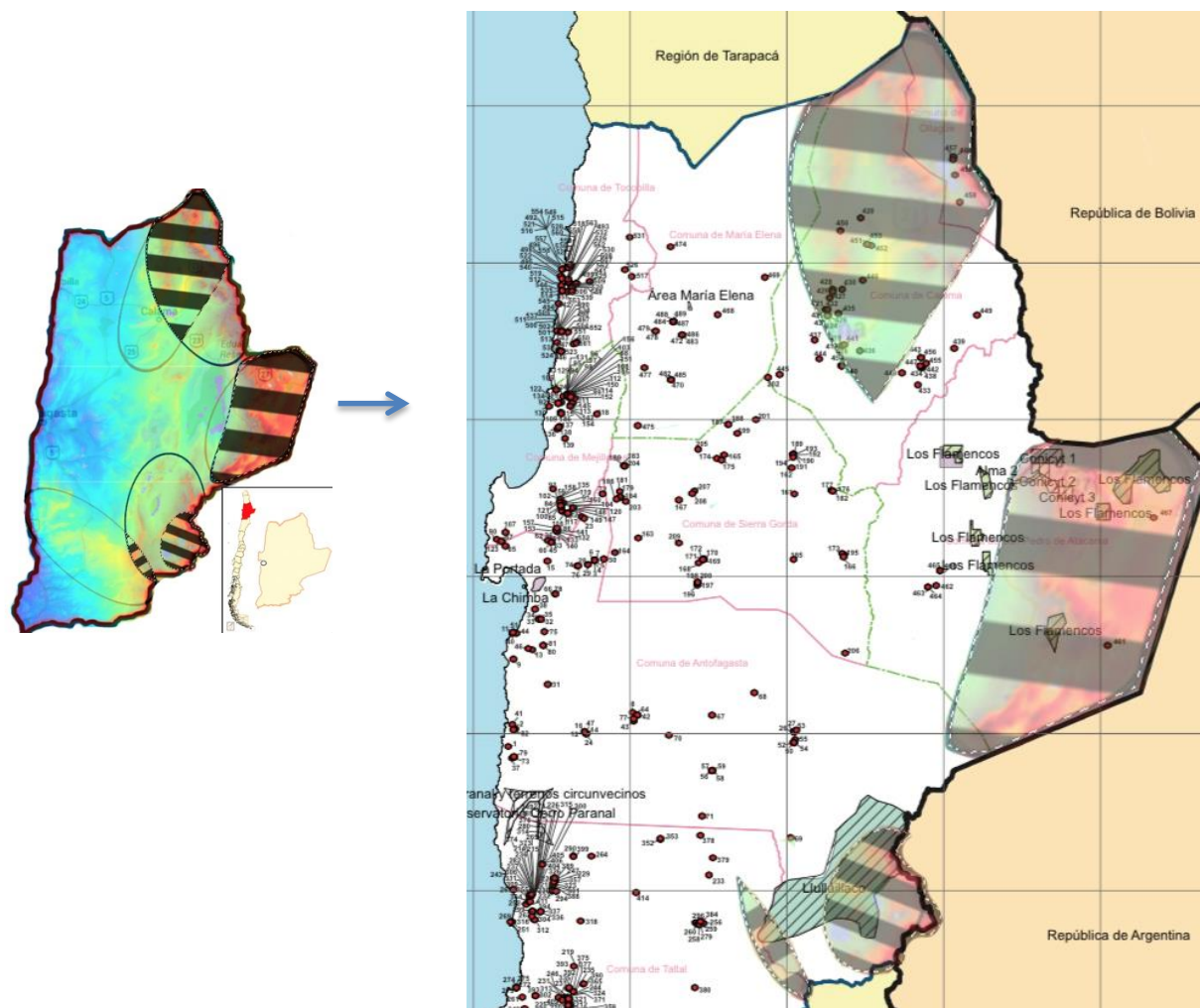


Figura 52-Intersección de la zona con mejor recurso renovable y las minas que contiene. Región Antofagasta.  
Fuente: elaboración propia

En dicha intersección se encontraron dos minas subterráneas activas: la número 420 y la 434.



#### 4.1.6 Análisis del recurso renovable de Atacama

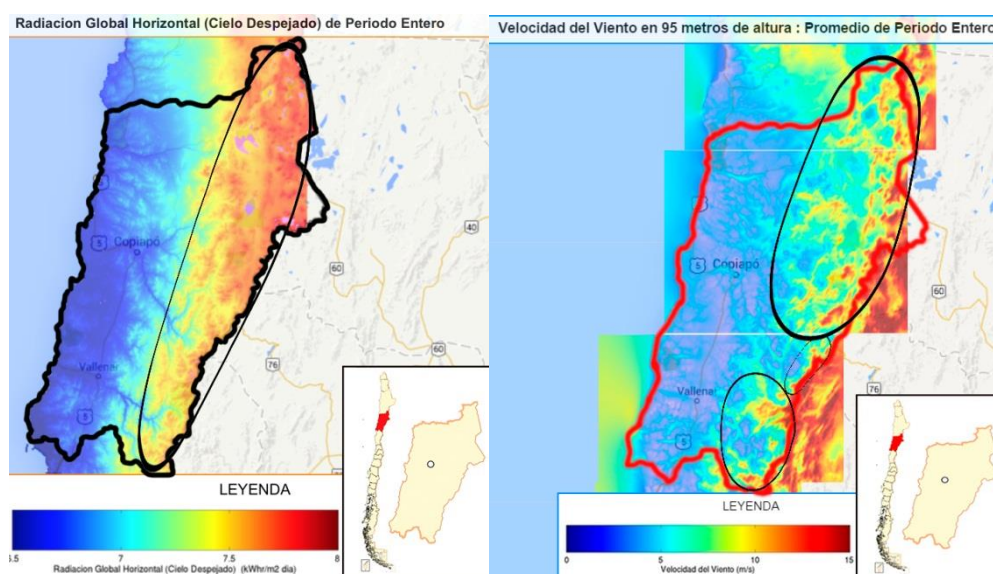


Figura 53-Zona con mejor recurso solar y eólico de Atacama. Fuente: elaboración propia

Atacama presenta en su mitad este una extensa zona con buen recurso solar, no es de extrañar ya que su clima predominante en la región es el desértico. En lo que predomina al recurso eólico, encontramos tres zonas, también en la cara este cuya explicación es debida a las elevadas alturas del terreno.

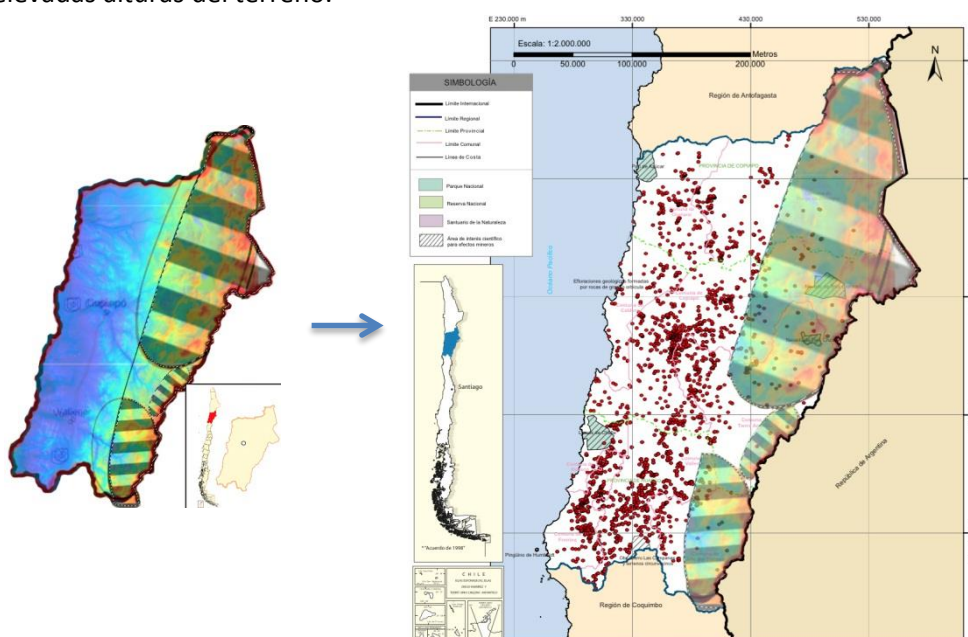


Figura 54-Intersección de la zona de Atacama con mejor recurso renovable y las minas que contiene. Fuente: elaboración propia

La Región de Atacama se caracteriza por ser una región con alta concentración en la actividad minera, siendo el sector de mayor importancia en el desarrollo regional. Tanto es así que no es posible representar en un mismo mapa con precisión las 2.397 minas de la región. Para ello el ministerio de Chile nos proporciona sub-mapas de las distintas provincias de Atacama.

#### 4.1.6.1 Comuna de Diego de Almagro

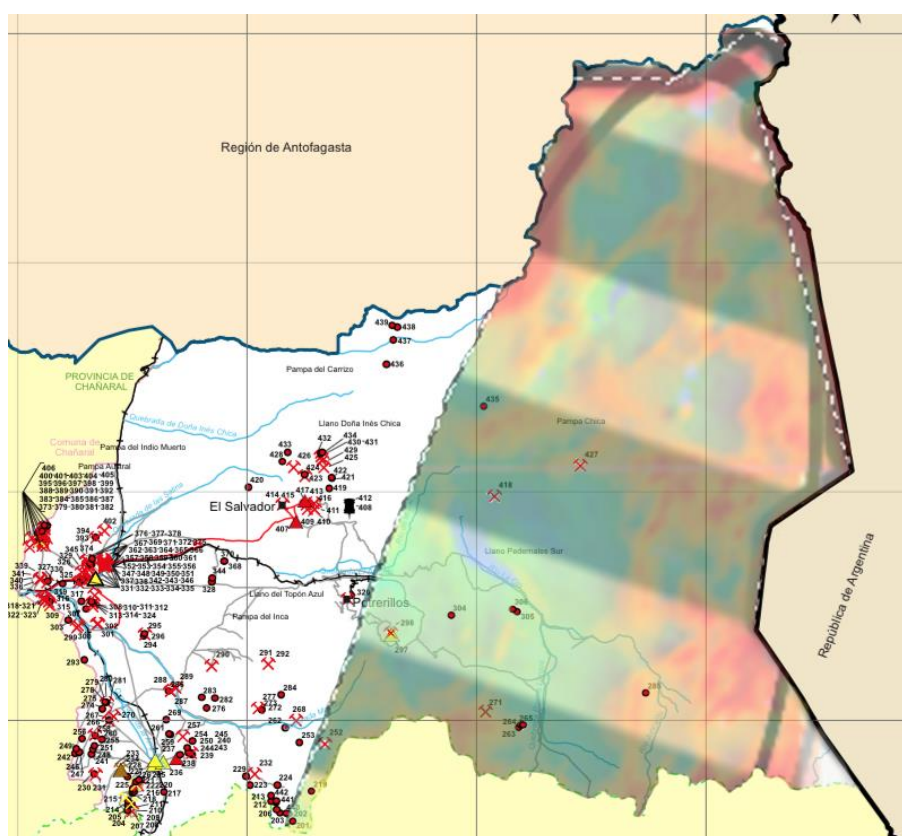


Figura 55-Zona con mejor recurso renovable de la comuna de Diego de Almagro. Fuente: elaboración propia

Fruto de la intersección del recurso eólico y solar se obtiene que en dicha zona (representada con un degradado) no se encuentra ninguna mina subterránea que cumpla con los criterios establecidos anteriormente.

#### 4.1.6.2 Comuna de Tierra Amarilla

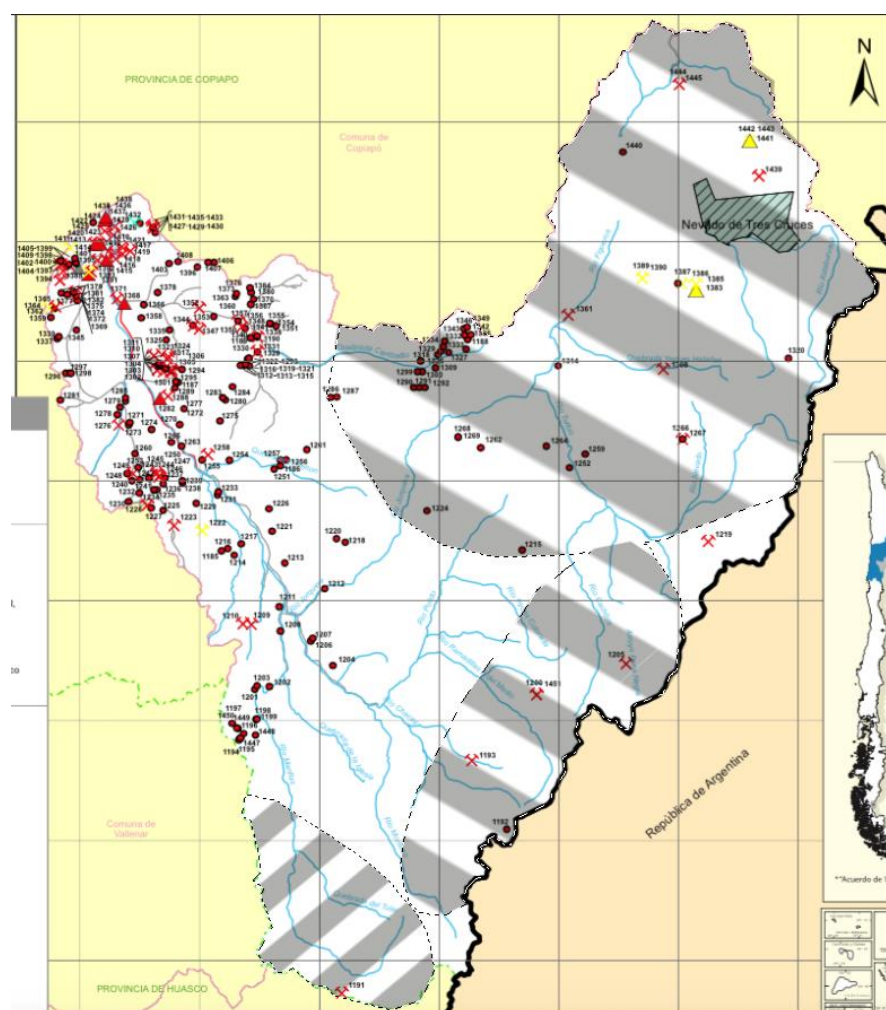


Figura 56-Intersección zonas de mejor recurso renovable con las minas de la comuna de Tierra Amarilla. Fuente: elaboración propia

En este caso se obtiene las siguientes minas compatibles con los criterios de búsqueda:  
Sus respectivos ID son: 1205, 1444 y 1445.

#### 4.1.6.3 Comuna de Vallenar

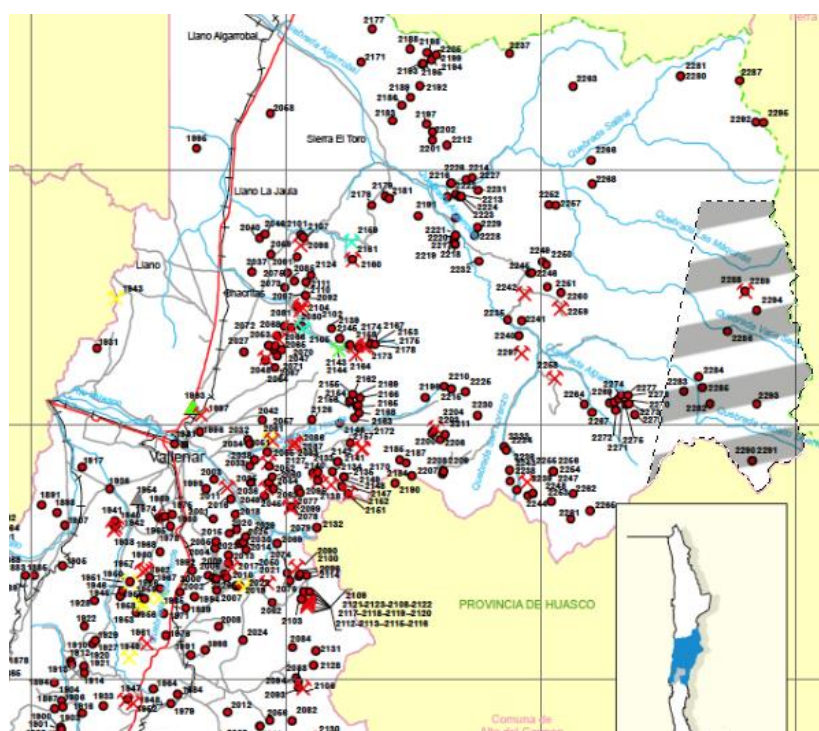


Figura 57-Intersección de la zona de mejor recurso renovable con las minas de comuna de Vallenar. Fuente: elaboración propia

Al cubrir, en este caso, una menor área de buen recurso renovable encontramos solamente un caso único caso de mina subterránea activa, la número 2288.



[illegible]

Las minas seleccionadas en la comuna de Alto del Carmen son: 2354 y 2373

Esta comunidad se subdivide a su vez en 5 vistas, de las cuales solamente dos interseccionan con las zonas de buen recurso renovable: Las vistas 2 y 4.

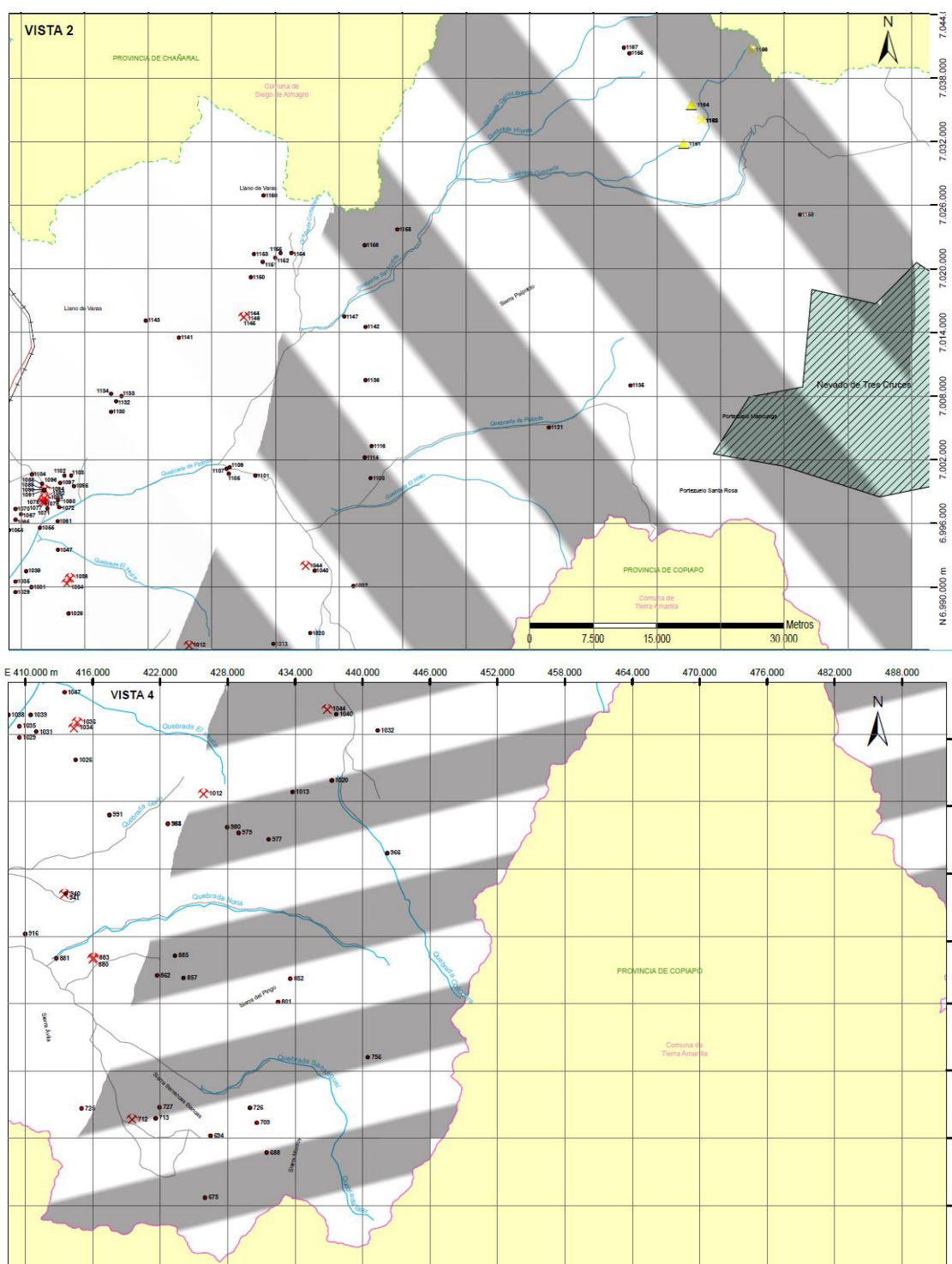


Figura 59-Intersección zonas de mejor recurso renovable con las minas de la comuna de Copiapó. Fuente: elaboración propia

Encontramos las siguientes minas subterráneas activas: 1012, 1044 y 1166. Las tres pertenecientes a la vista 2.

#### 4.1.7 Estudio de las minas de las zonas candidatas

A continuación se procede a la comparación detallada de las doce minas resultantes del anterior apartado. Para ello, se usará la información proporcionada por el explorador web del recurso renovable elaborado por la Universidad de Chile, el cual permite realizar búsquedas por coordenadas geográficas.

Las coordenadas de cada mina son proporcionadas por el atlas de faenas mineras elaborado por el Ministerio de Minería del Gobierno de Chile. El inconveniente es que los proporciona en formato UTM (sistema de coordenadas universal transversa de Mercator, en metros) mientras que el explorador web trabaja con coordenadas geográficas, expresadas en longitud y latitud.

Existen muchos conversores gratuitos en internet, sin embargo, para realizar la conversión además de saber las coordenadas UTM X,Y, es necesario saber, además, qué hemisferio y que zona UTM es.

Geográficas		UTM	
Longitud:	-69.21199062646714	X:	478922
Latitud:	-26.755584495186582	Y:	7040618
		Zona:	19
		Hemisferio:	<input type="radio"/> N <input checked="" type="radio"/> S

Figura 60- Conversión de coordenadas geográficas a UTM. Fuente: google

Existe una herramienta muy útil en google earth que permite saber las zonas UTM, en el caso de Chile es la número 19:

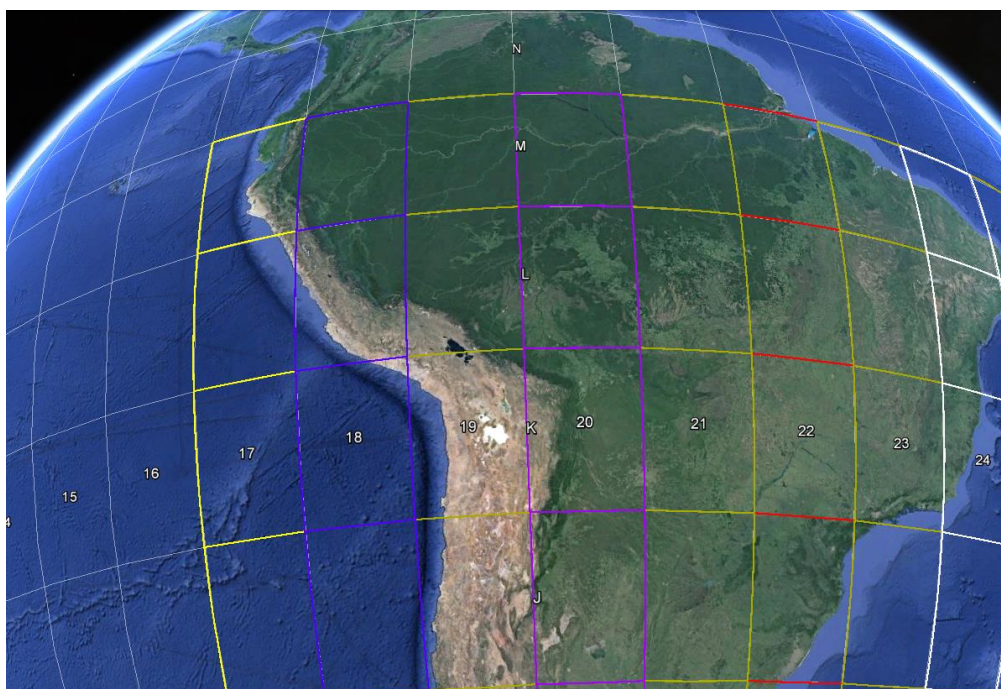


Figura 61- Zonas UTM de Chile- Fuente: Google Earth

En la siguiente tabla se presenta la comparativa de las minas seleccionadas:



Datos\ID	66	420	434	1205	1444	1445	2288	2354	2373	1012	1044	1166
<b>Región</b>	Tarapaca	Antofagasta	Antofagasta	Atacama	Atacama	Atacama	Atacama	Atacama	Atacama	Atacama	Atacama	Atacama
<b>Comuna</b>	Comuna de Pozo Almonte	Comuna de Calama	Comuna de Calama	Tierra Amarilla	Tierra Amarilla	Tierra Amarilla	Vallenar	Alto del Carmen	Alto del Carmen	Copiapó	Copiapó	Copiapó
<b>Nombre empresa</b>	HaldemaN Mining Company S.A.	Carlos Alberto Solís Toledo	Domingo Condori Titichoca	Iván Villalba Rojas	Minera Meridian Limitada	María Ximena Serrano Galván	Cia.Explotadora de Minas San Andrés	Pier Luigi Indri Giordani	Daniel Klein Brange	Manlio del Rosario Pacheco O.	Manlio del Rosario Pacheco O.	Sociedad Contractual Minera Purén
<b>Rut</b>	96.955.560-3	6595794-9	3008776-3	4249433-K	96508670-6	10146561-6	83714300-4	14660656-3	9763894-2	6671191-9	6671191-9	76028880-2
<b>Categoría</b>	Categoría B	Categoría C	Categoría D	Categoría D	Categoría B	Categoría D	Categoría C	Categoría D	Categoría D	Categoría C	Categoría C	Categoría C
<b>Nombre faena</b>	Haldeman Mining Company S.A.	Mina Rocío Elena	Mina Santa Lucía	Mina Champaña 1/10	La Pepa	La Pepa	Mina Esperanza	Mina Gabriela 1 al 3	Santa Florencia	Mina 4 Amigos	Mina Cóndor 1/10	Mina Purén
<b>Nombre Instalación</b>	Mina sagasca	Mina	Mina Santa Lucía	Mina Champaña 1/10	Mina La Pepa	Mina La Pepa	Mina Esperanza	Gabriela 1 al 3	Mina Santa Florencia	Mina 4 Amigos	Mina Cóndor 1/11	Mina Purén
<b>Tipo Instalación</b>	Mina subterránea	Mina subterránea	Mina subterránea	Mina subterránea	Mina subterránea	Mina subterránea	Mina subterránea	Mina subterránea	Mina subterránea	Mina subterránea	Mina subterránea	Mina subterránea
<b>Pasta Principal</b>	Cobre	Cobre	Cobre	Cobre	Cobre	Cobre	Cobre	Mármol	Cobre	Cobre	Cobre	Oro

Tabla 29- Datos de las minas seleccionadas. Fuente: elaboración propia

Datos\ID	66	420	434	1205	1444	1445	2288	2354	2373	1012	1044	1166
UTM Norte (Y)	7.769.370	7.582.750	7.506.352	6.889.600	6.986.294	6.986.294	6.855.750	6.815.056	6.824.300	6.984.500	6.992.022	7.040.618
UTM Este (X)	466.550	528.000	558.691	461.268	470.183	470.183	394.100	377.895	384.750	425.860	436.850	478.922
Zona UTM	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
Longitud	-69,32	-68,73	-68,43	-69,39	-69,30	-69,30	-70,08	-70,25	-70,18	-69,75	-69,64	-69,21
Latitud	-20,17	-21,86	-22,55	-28,12	-27,25	-27,25	-28,42	-28,79	-28,70	-27,26	-27,19	-26,76
Situación	Activa	Activa	Activa	Activa	Activa	Activa	Activa	Activa	Activa	Activa	Activa	Activa
Aislada	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
Radiación G H Promedio (KWh/m <sup>2</sup> día)	6,98	7,3	7,31	7,15	7,23	7,23	7,17	6,73	6,94	7,35	7,05	7,36
Elevación del terreno (m)	1995	3578	3250	3981	3782	3782	3393	1703	2717	3209	2458	4454
Densidad del aire (kg/m <sup>3</sup> )	0,97	0,83	0,86	0,81	0,82	0,82	0,85	1,01	0,91	0,87	0,93	0,77
Velocidad media diaria (m/s)	3,4	6	5,1	7,8	6,6	6,6	8,4	3,7	7	7	5	9,1
Velocidad mínima media diaria (m/s)	0,6	2,3	1,2	2,6	2,3	2,3	4,5	0,5	2,9	3,4	0,9	4,4
Velocidad máxima media diaria (m/s)	7	11,1	10,2	13,7	11,1	11,1	11,9	9	10,8	10,1	10,9	14,2
Variabilidad (desviación estándar m/s)	1,3	3,4	2,2	4,9	3,3	3,3	5,1	1,3	5,2	3,8	0,9	5,2

Tabla 30-Datos de las minas seleccionadas. Fuente: elaboración propia

Como se puede observar en la tabla, en color amarillo se destaca la mina candidata. La razón de su elección se debe a que presenta los mejores recursos renovables en comparación con el resto de las minas. Se eligieron como criterios la radiación global horizontal promedio (kWh/m<sup>2</sup> día) y la velocidad del viento media diaria a una altura entre 87 y 94 metros (m/s). En el siguiente apartado se ven las características principales de dicha mina.

#### 4.1.8 Recursos renovables de la mina definitiva

##### 4.1.8.1 Recurso Solar de la mina definitiva

La siguiente información está basada en el uso de modelación numérica de la transferencia de radiación solar en la atmósfera y en datos satelitales de alta resolución. El efecto de la nubosidad en la radiación es modelado de forma empírica relacionando las características de la nubosidad identificadas a partir de imágenes satelitales con datos observados de radiación global horizontal.

El modelo utilizado para la transferencia radiativa es el modelo CLIRADSW. Este código de transferencia radiativa se caracteriza por su eficiencia computacional y fue diseñado originalmente para modelos de circulación general de la atmósfera, que requieren realizar muchos cálculos radiativos a bajo costo computacional. El modelo separa la radiación del sol en 11 bandas espectrales y considera las interacciones de cada banda de manera independiente.

La información satelital es la proveniente del satélite GOES EAST para los años 2003 a 2012. Esta base de datos fue utilizada para identificar la nubosidad y sus características radiativas, que permiten modificar el resultado del modelo radiativo obtenido para una atmósfera con cielo despejado y adaptarlo a una condición de cielo nublado.

Los valores son estimados por mes, año y hora del día de la radiación global horizontal. También se muestran los resultados para la frecuencia de la nubosidad.

##### - Radiación Global Horizontal

La cantidad de radiación que se recibe en un punto depende del ángulo de incidencia de los rayos con respecto a la superficie receptora. La irradiancia global horizontal (GHI) es la radiación que se recibe en una superficie perpendicular al campo de gravedad de la Tierra y por lo tanto va recibiendo con distinto ángulo la radiación directa del sol a través del día. La GHI es la suma de las componentes directa y difusa de la radiación.

Año	MJ/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup> día
2003	26,65	7,4
2004	26,13	7,26
2005	25,99	7,22
2006	26,18	7,27
2007	26,5	7,36
2008	26,87	7,46
2009	26,6	7,39
2010	27,06	7,52
2011	26,07	7,24
2012	26,8	7,45
Promedio	26,48	7,36

Tabla 31- Energía solar diaria sobre la mina seleccionada. Fuente: Universidad de Chile

El valor presentado en la tabla corresponde al valor promediado durante un año de la energía sumada sobre todas las horas del día.

- Radiación global horizontal mensual

Mes	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Promedio
Enero	10.01	9.44	9.64	9.56	9.76	9.55	9.79	9.75	10.04	9.60	9.71
Febrero	9.25	8.77	8.54	8.81	8.97	9.04	8.77	9.22	8.60	8.85	8.88
Marzo	8.19	7.78	7.80	8.17	8.08	8.03	8.07	8.13	7.85	8.11	8.02
Abril	6.29	6.39	5.74	6.51	6.29	6.41	6.56	6.42	6.51	6.05	6.32
Mayo	5.28	5.33	5.30	5.27	5.31	5.33	5.29	5.29	5.32	5.35	5.31
Junio	4.63	4.65	4.59	4.52	4.54	4.60	4.60	4.59	4.54	4.66	4.59
Julio	4.71	4.65	4.75	4.79	4.64	4.84	4.41	4.84	3.77	4.82	4.62
Agosto	4.65	5.02	5.75	5.54	5.77	5.87	5.82	5.91	4.97	5.70	5.50
Septiembre	7.10	6.96	6.31	5.60	6.20	7.10	7.06	7.14	6.83	7.11	6.74
Octubre	8.74	8.55	8.55	8.55	8.66	8.68	8.39	8.75	8.62	8.78	8.63
Noviembre	9.67	9.38	9.58	9.73	9.88	9.96	9.78	9.82	9.83	9.97	9.76
Diciembre	10.30	10.18	10.08	10.23	10.23	10.15	10.15	10.33	10.02	10.33	10.20

Tabla 32- Radiación global horizontal mensual sobre la mina seleccionada. Fuente: Universidad de Chile

Los valores de radiación presentados en la tabla son los valores promedio mensuales de la energía sumada sobre todas las horas del día.

- Gráficos de GHI

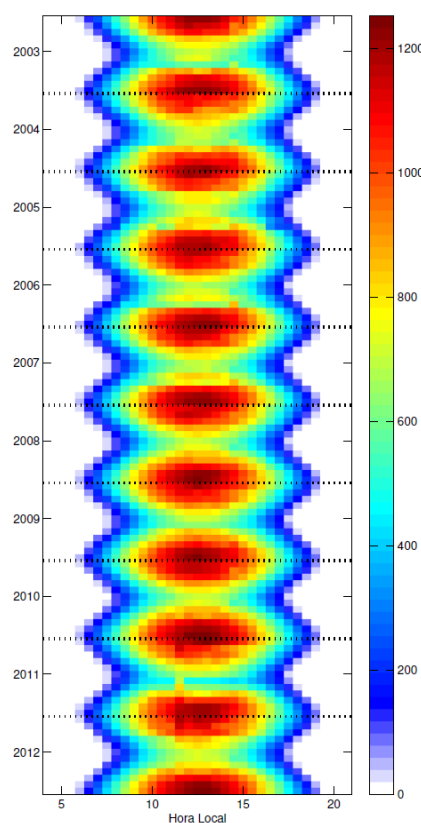


Figura 62-Ciclo diario y estacional de la radiación diaria promedio en  $W/m^2$ . Fuente: Universidad de Chile

En cada casillero se muestra el valor promedio de la radiación para una cierta hora del día y un cierto mes.

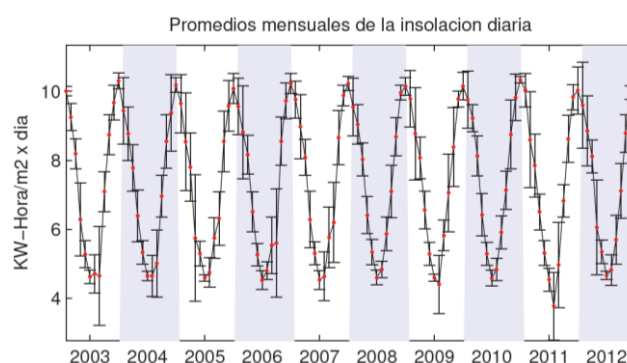


Figura 63-Promedios mensuales de la insolación diaria. Fuente: Universidad de Chile

La figura muestra el promedio mensual de la insolación diaria (radiación integrada durante todo el día). Las líneas verticales representan la desviación estándar de estos valores.

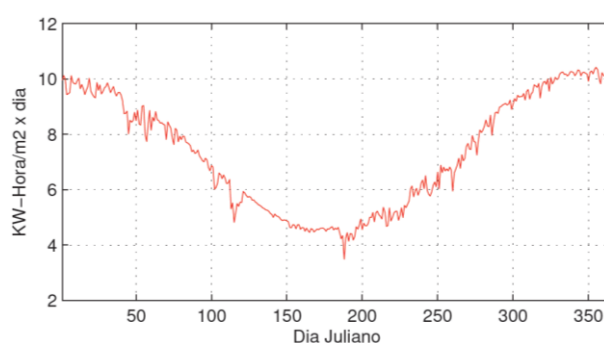


Figura 64-Ciclo anual de la insolación diaria. Fuente: Universidad de Chile

La figura muestra el promedio entre los años 2003 y 2011 de la insolación diaria.

#### - Nubosidad

En los siguientes gráficos se presentan la frecuencia de la nubosidad estimada a partir de los datos satelitales. La frecuencia de nubosidad es un número entre 0 y 1, que indica la fracción de tiempo en que el sitio estuvo cubierto por nubes, a una determinada hora y/o mes.

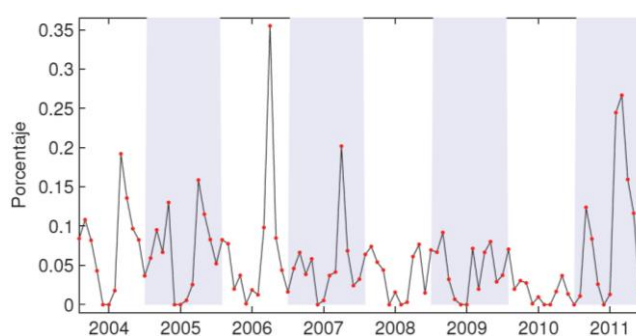


Figura 65-Frecuencia mensual de nubosidad. Fuente: Universidad de Chile

La figura muestra la frecuencia de nubosidad entre las 08:00 y 20:00 horas para cada mes.

#### 4.1.8.2 Recurso Eólico de la mina definitiva

La siguiente información está basada en el uso de modelación numérica. La modelación proporciona datos simulados con un modelo atmosférico de mesoescala, de manera independiente de estaciones meteorológicas locales. El modelo utilizado es el WRF (Weather Research and Forecasting), que ha sido desarrollado por NCAR (National Center for Atmospheric Research) en Estados Unidos, ampliamente utilizado a nivel mundial. Es aplicado con una resolución espacial de 1 km y tiene 12 niveles verticales entre 0 y 200 metros de altura (14, 24, 32, 42, 50 m...). En este caso, los datos dispuestos son para el año 2010 por completo y corresponden a una altura de 50 metros, ya que es la altura a la que está el buje del aerogenerador elegido, como se verá en el apartado 8.3.3.

##### - Estadística básica:

Mes	Medio Diario	Mínimo Diario	Máximo Diario	Variabilidad
	m/s	m/s	m/s	m/s
Enero	5.1 ± 0.9	1.1 ± 0.2	10.8 ± 1.9	1.1 ± 0.4
Febrero	5.5 ± 1.0	1.3 ± 0.2	10.8 ± 2.0	2.3 ± 0.9
Marzo	5.7 ± 1.0	1.4 ± 0.3	10.7 ± 1.9	2.0 ± 0.7
Abril	8.6 ± 1.6	4.5 ± 0.8	12.9 ± 2.3	4.4 ± 1.6
Mayo	8.9 ± 1.6	4.1 ± 0.7	14.1 ± 2.5	5.7 ± 2.0
Junio	12.7 ± 2.3	7.7 ± 1.4	17.4 ± 3.2	5.4 ± 2.0
Julio	12.0 ± 2.2	6.9 ± 1.2	17.1 ± 3.1	5.8 ± 2.1
Agosto	10.4 ± 1.9	6.0 ± 1.1	15.4 ± 2.8	3.9 ± 1.4
Septiembre	11.4 ± 2.1	7.7 ± 1.4	15.2 ± 2.8	5.3 ± 1.9
Octubre	9.9 ± 1.8	5.2 ± 0.9	14.8 ± 2.7	3.9 ± 1.4
Noviembre	6.9 ± 1.3	1.8 ± 0.3	12.8 ± 2.3	2.6 ± 0.9
Diciembre	6.5 ± 1.2	1.7 ± 0.3	11.1 ± 2.0	2.7 ± 1.0
TODOS	8.6 ± 0.5	4.1 ± 0.2	13.6 ± 0.7	4.8 ± 1.0

Tabla 33-Estadística básica para velocidad de viento a 50 metros. Fuente: explorador eólico

El promedio diario es el promedio de todos los valores horarios simulados durante el periodo indicado. El mínimo diario corresponde al promedio del valor mínimo en cada día simulado. De manera similar, el máximo diario es el promedio del valor máximo en cada día simulado. La variabilidad es la desviación estándar del valor medio diario.

##### - Ciclos medios:

Se muestran los ciclos medios de velocidad de viento a 50 metros según el mes del año (panel izquierda) y la hora del día (panel derecha), usando todos los datos disponibles en el periodo de simulación.

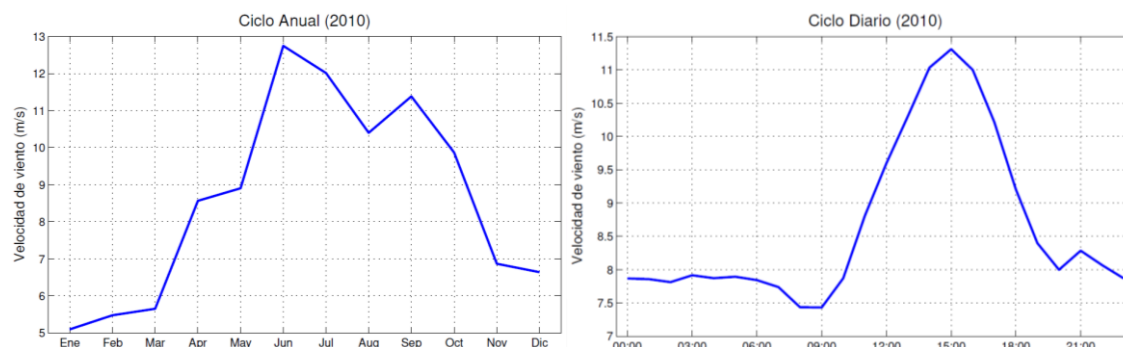


Figura 66-Ciclo anual (2010) y ciclo diario (2010). Fuente: explorador eólico

- Ciclo mensual:

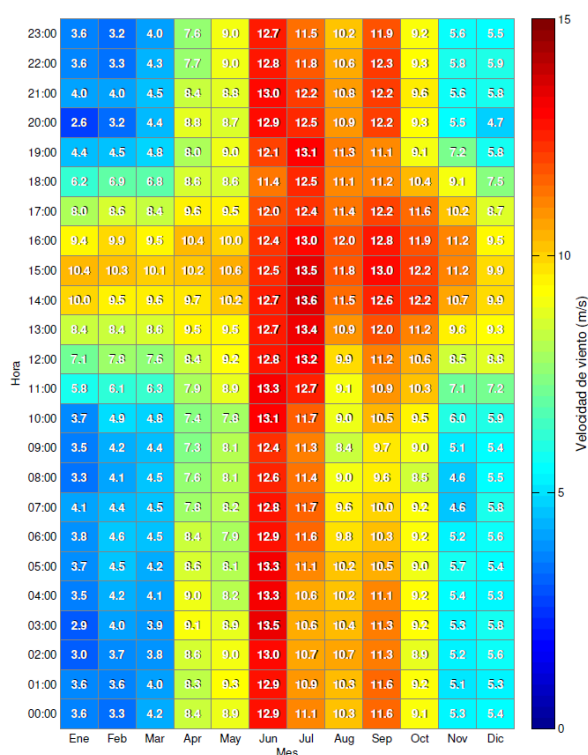


Figura 67-Velocidad de viento a 50 metros según la hora del día y mes. Fuente: explorador eólico

El eje vertical representa las horas del día y el horizontal los meses del año. El color y el número indican el promedio para el mes y hora correspondiente.

- Ciclo diario del año completo:

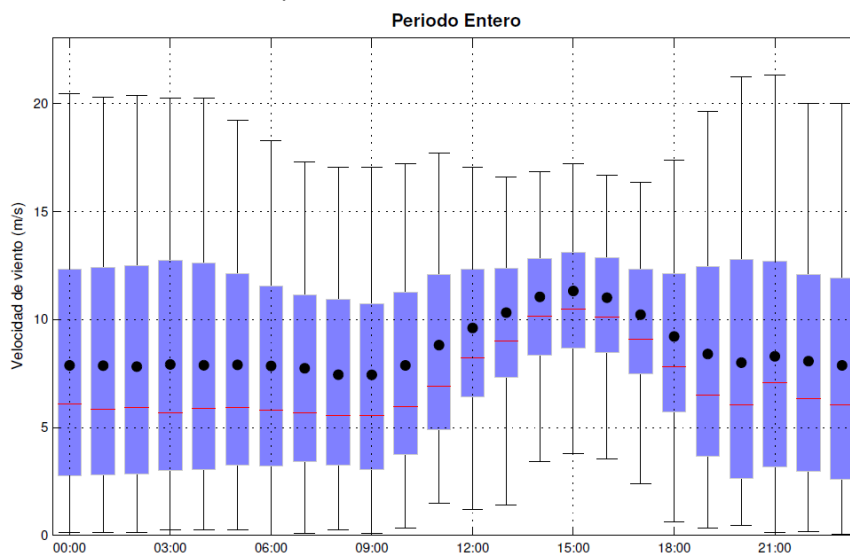


Figura 68-Ciclo diario de velocidad de viento a 50 metros. Fuente: explorador eólico

Los puntos negros indican el promedio de viento en cada hora del día. Las líneas rojas indican el valor mediano de las distribuciones horarias. Las barras azules representan el rango intercuartil. Las barras negras indican el rango de los valores horarios excluyendo valores extremos.

- Ciclo diario según estación del año

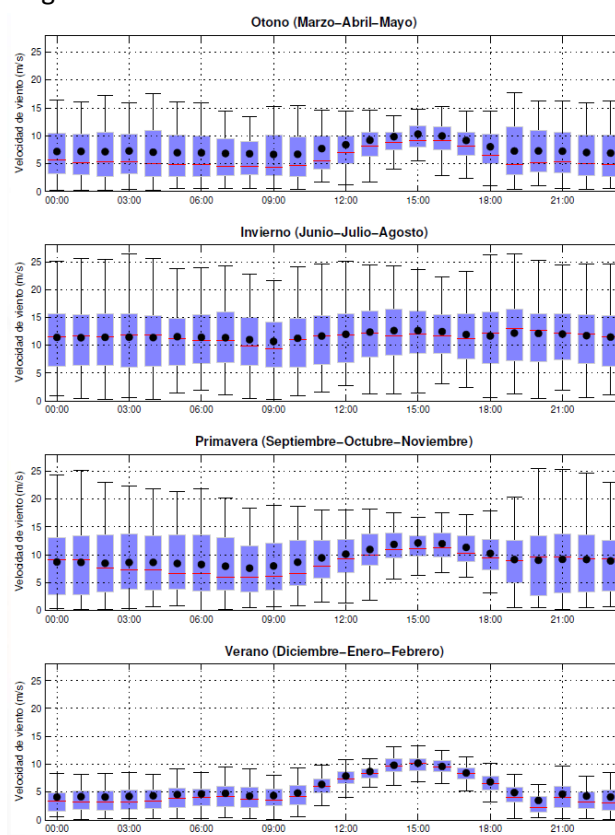


Figura 69-Ciclo diario de velocidad de viento a 50 metros. Fuente: explorador eólico



Los puntos negros indican el promedio de viento en cada hora del día. Las líneas rojas indican el valor mediano de las distribuciones horarias. Las barras azules representan el rango intercuartil. Las barras negras indican el rango de los valores horarios excluyendo valores extremos.

- Serie de tiempo:

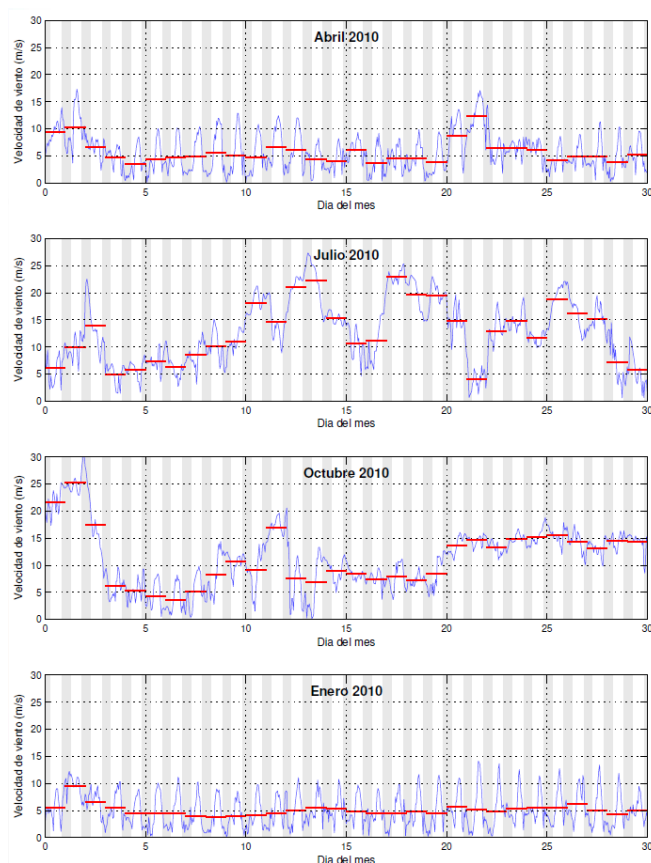


Figura 70-Serie de tiempo de la velocidad de viento a 50 m. Fuente: explorador eólico

La línea azul indica la serie de valores horarios simulada por el modelo. Las líneas rojas son los promedios diarios.

- Distribución de frecuencia según la estación del año

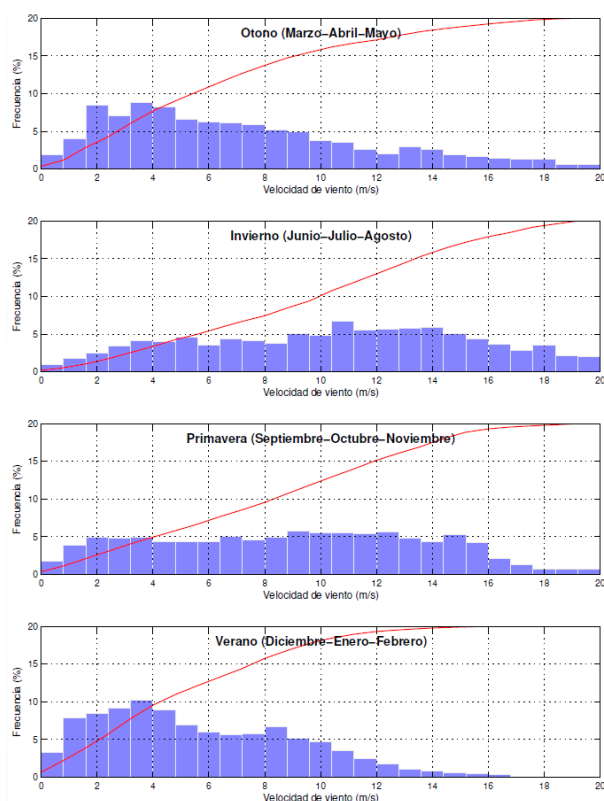


Figura 71-Distribución de frecuencia de la velocidad de viento a 50 m. Fuente: explorador eólico

Las barras azules representan el porcentaje de valores dentro de cada intervalo. La línea roja es la distribución de frecuencia acumulada.

- Rosa del viento para el año completo

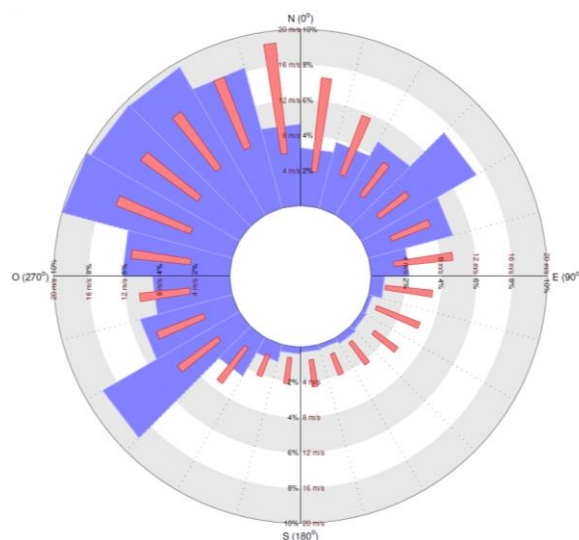


Figura 72-Rosa de la velocidad de viento a 50 m. Fuente: explorador eólico

Las barras azules indican el porcentaje de los valores horarios según la dirección del viento. Las barras rojas indican el rango inter-cuartil de velocidad de viento para cada intervalo de dirección. La dirección de viento es un ángulo que indica el sector desde donde proviene el viento. En particular: para 0 el viento viene del Norte; para 90 se tiene viento del Este; en el caso de 180 el viento es del Sur; y para 270 se tiene viento del Oeste.

- Rosa del viento según la estación de año

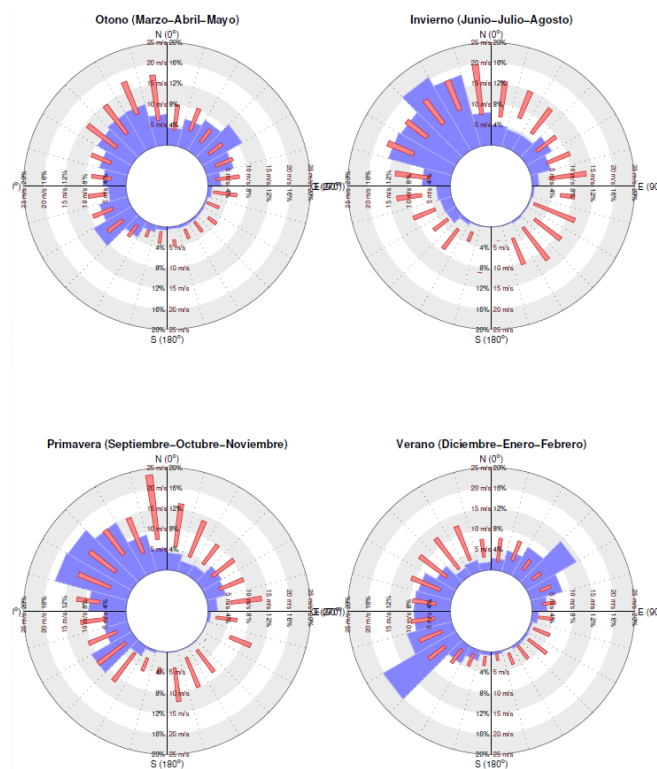


Figura 73-Rosa de la velocidad de viento a 50 m. Fuente: explorador eólico

Las barras azules indican el porcentaje de los valores horarios según la dirección del viento. Las barras rojas indican el rango inter-cuartil de velocidad de viento para cada intervalo de dirección. La dirección de viento es un ángulo que indica el sector desde donde proviene el viento. En particular: para 0 el viento viene del Norte; para 90 se tiene viento del Este; en el caso de 180 el viento es del Sur; y para 270 se tiene viento del Oeste.

- Perfil vertical medio

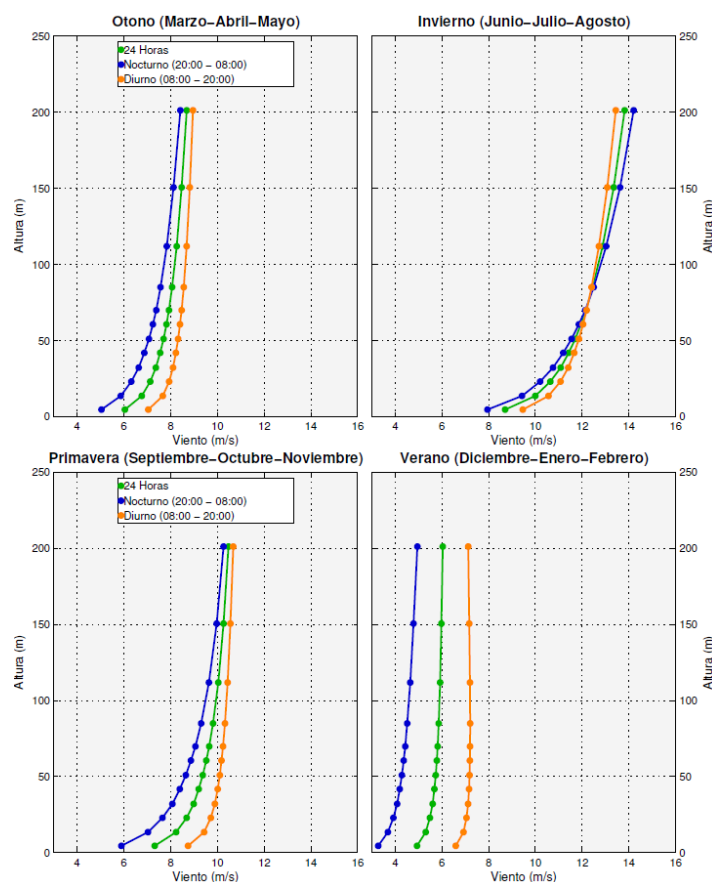


Figura 74-Perfil vertical medio. Fuente: explorador eólico

La línea verde representa el promedio de todas las horas del día. La línea azul es el promedio durante la noche, que se considera desde las 20 horas hasta las 8 horas. El perfil naranja corresponde al perfil diurno, y este considera desde las 8 horas hasta las 20 horas.

- Ciclo diario del perfil vertical según la estación del año

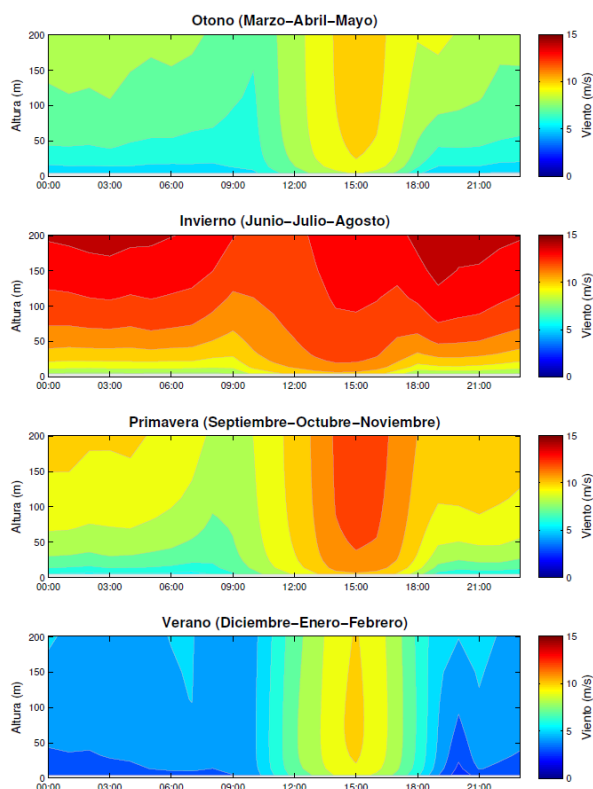


Figura 75-Ciclo diario del perfil vertical. Fuente: explorador eólico

La escala de colores indica la magnitud de la velocidad del viento. Los colores fríos, cercanos al azul, indican valores más bajos, y los colores cálidos, cercanos al rojo, indican valores más altos. Los contornos (líneas grises) tienen un intervalo de 1 m/s.

- Reconstrucción a largo plazo. Ciclo estacional:

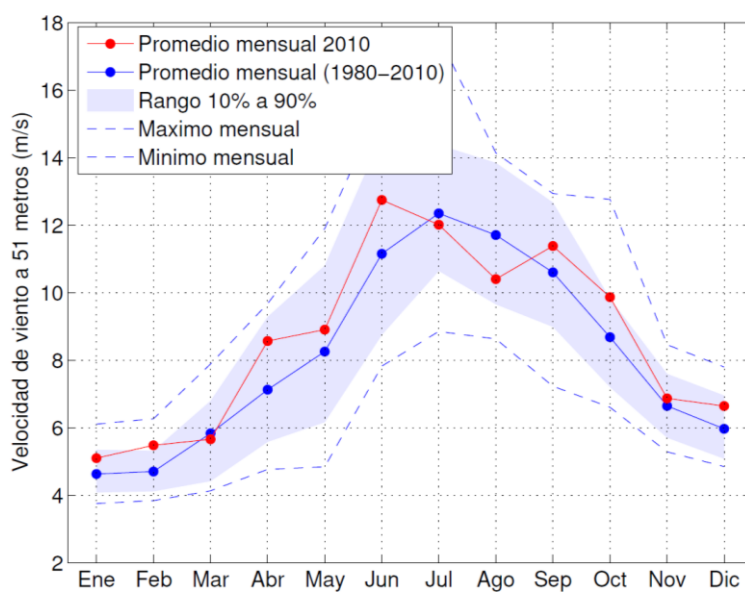


Figura 76-Ciclo estacional de viento reconstruido. Fuente: explorador eólico

Ciclo estacional de viento a partir de la reconstrucción climatológica. La línea azul indica el promedio de la reconstrucción climatológica.

## 5 CONFIGURACIÓN, DIMENSIONAMIENTO Y ELECCIÓN DE COMPONENTES PARA EL SISTEMA HÍBRIDO

### 5.1 Configuraciones de un sistema híbrido

A la hora de estudiar una posible configuración para el presente trabajo fin de grado, se debe tener en cuenta que existen tres opciones: sistemas en serie, paralelo y conmutado.

#### 5.1.1 Configuración en Serie

Toda la energía eléctrica generada por las distintas fuentes del sistema híbrido pasa a través de las baterías y es convertida posteriormente mediante un inversor, para alimentar las cargas. El sistema puede operar manual o automáticamente.

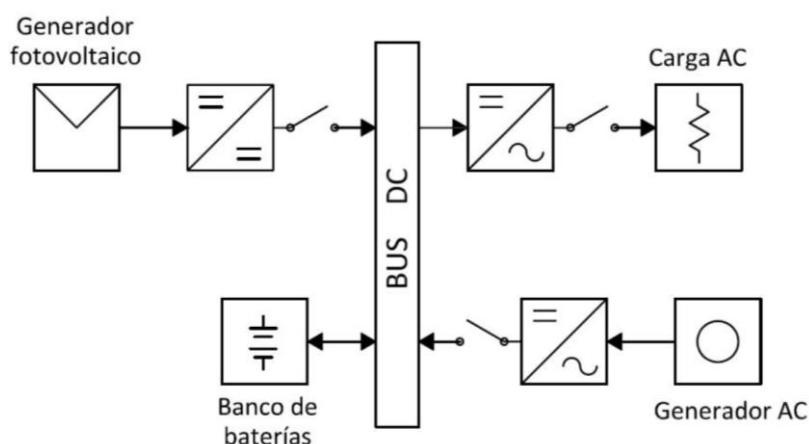


Figura 77-Configuración en serie. Fuente: fuente bibliográfica 40

#### • Ventajas

- El generador diésel puede funcionar de forma óptima alrededor del 75% de su potencia nominal gracias al rectificador que le acompaña y que fija el punto de trabajo.
- Simplificación del sistema: No es necesaria la conexión en alterna de las fuentes de generación, ya que la energía fluye por las baterías en continua.
- Al arrancar el generador diésel no se interrumpe el suministro a la carga
- Los inversores pueden ser de señal cuasisenoidal o de onda cuadrada;

#### • Desventajas

- Se generan ciclos de carga muy cortos y la vida útil de las baterías se reduce, debido a que son sometidas a cargas y descargas constantemente. Por esta razón será necesario una capacidad de almacenamiento mayor para reducir la profundidad de descarga
- El fallo del inversor supone la falta total de suministro a la carga eléctrica.

- El inversor no puede operar en paralelo con el grupo electrógeno, por lo que debe dimensionarse para suministrar los picos de demanda. Esto provoca que su rendimiento disminuya, ya que la mayor parte del tiempo trabajará por debajo de su potencia nominal.
- La eficiencia global del sistema disminuye porque toda la energía pasa por las baterías y el inversor.

### 5.1.2 Configuración en Paralelo

Es la configuración con menor número de desventajas. Permite que todas las fuentes de generación puedan abastecer la carga de manera separada. El convertidor bidireccional trabaja como rectificador cargando la batería cuando el generador diésel produce exceso de energía, o como inversor cuando la demanda es superior a la generación del motor diésel y es preciso complementarlo con la energía almacenada en las baterías. Esta configuración es la que se escogerá para el diseño del sistema híbrido del presente TFG.

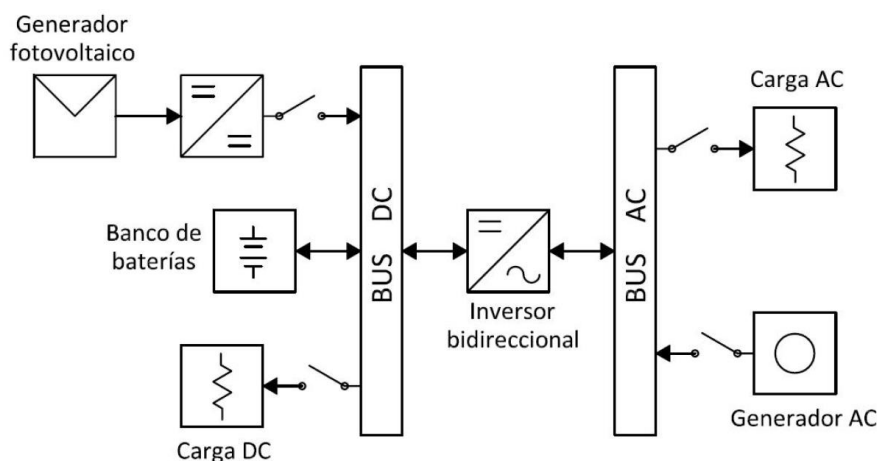


Figura 78-Configuración en paralelo. Fuente: fuente bibliográfica 40

#### • Ventajas

- La eficiencia del generador se puede maximizar y su mantenimiento minimizar.
- La carga demandada se puede satisfacer de manera óptima.
- Es posible cubrir la demanda pico, disminuyendo la capacidad nominal del grupo electrógeno, baterías, convertidor y de los recursos renovables disponibles.

#### • Desventajas

- Requiere sistemas de control más sofisticados

### 5.1.3 Configuración conmutada

La configuración conmutada, también llamada con interruptor de transferencia, permite la operación con el generador o el inversor, pero no de forma conjunta. Las baterías pueden ser recargadas por el grupo electrógeno y por las fuentes de energía renovable. La carga puede abastecerse directamente con el generador diésel. Se puede operar de forma manual, pero es preferible introducir un controlador automático debido a la complejidad del sistema.



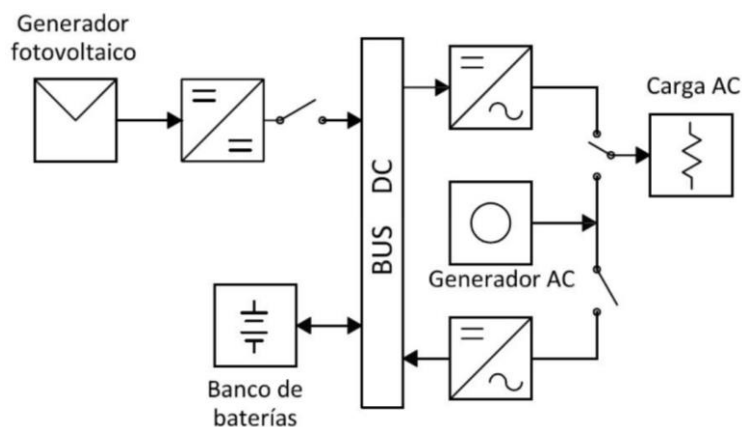


Figura 79-Configuración conmutada. Fuente: fuente bibliográfica 40

- **Ventajas**

- La carga puede ser abastecida por ambas fuentes de energía.
- El inversor puede ser de onda cuadrada o de señal senoidal.

- **Desventajas**

- No es posible optimizar las fuentes renovables y no renovables
- El generador y el inversor deben diseñarse para abastecer la demanda pico.
- La alimentación se interrumpe momentáneamente cuando se realiza la transferencia de corriente alterna.

## 5.2 Reglas generales para el dimensionamiento de un sistema híbrido

Para dimensionar un sistema híbrido basado en generadores fotovoltaicos y eólicos con almacenamiento por medio de baterías, es necesario identificar todas las combinaciones posibles que ofrecen un determinado nivel de satisfacción o fiabilidad. La óptima opción se obtiene al valorar el coste económico de cada una de las posibilidades para un mismo nivel de fiabilidad.

Además, para definir una configuración de sistema híbrido debemos partir de las siguientes condiciones que han de cumplirse:

### 5.2.1 Dimensionamiento generadores eólico y fotovoltaico

Para abastecer la demanda de la mina mediante fuentes renovables, la suma de la potencia fotovoltaica instalada más la potencia eólica instalada debe de ser mayor o igual a la potencia consumida por las cargas de la mina, esto es:

$$P_{fv} + P_{Wind} \geq P_{Consumo}$$

Aunque un recurso renovable sea superior a otro, se procurará que las proporciones de potencia fotovoltaica y eólica instaladas sean parecidas, no variando más de un 60-40%, debido a las ventajas que presenta la complementariedad de la fotovoltaica y la eólica durante

los ciclos estacionales, como la fiabilidad en el abastecimiento de las cargas eléctricas. Por ello, se realizara una búsqueda de paneles de una potencia igual o superior a 570 kW. En cuanto a los aerogeneradores deberán de cumplirse también que su potencia sea igual o superior a 570 kW. Sin embargo, en lugar de buscar un único aerogenerador que posea una potencia de esas características, es preferible la instalación de varios aerogeneradores de igual potencia conjunta pero menor potencia unitaria. Esto es así porque aporta principalmente dos ventajas:

- La probabilidad de que se estropee un mayor número de aerogenerador disminuye. Normalmente, los fabricantes garantizan una disponibilidad del 98%, por lo en el caso de instalar por ejemplo cuatro aerogeneradores en lugar de uno, la probabilidad pasaría del 0,02 a 0,00000016. Esto no es importante en el caso de disponer de personal técnico cualificado en las cercanías, sin embargo, al situarse el emplazamiento en un lugar aislado, se convierte en un factor clave.
- El transporte y montaje de un aerogenerador en un lugar aislado y con un mal acceso es más complicado en el caso de turbinas de gran altura que de turbinas bajas de menor potencia.

El último paso para la elección del sistema definitivo lo dará Homer, mediante la simulación de todas las configuraciones posibles.

### 5.2.2 Dimensionamiento de los generadores diésel

La potencia instalada de los generadores diésel debe de ser mayor o igual que la potencia consumida por las cargas de la mina para que en el caso de que no haya recurso renovable las cargas no se queden sin suministro eléctrico, esto es:

$$P_{\text{Diésel}} \geq P_{\text{Consumo}}$$

Esto es así porque la fiabilidad se considera muy importante. Sin embargo, hay momentos en los que la demanda es pequeña y el generador funciona con poca carga, por lo que provoca una disminución de su eficiencia y recorta su vida útil, ya que por debajo del 40% de su carga la temperatura del diésel es muy baja y como consecuencia la combustión del mismo queda incompleta.

Por ello, los generadores se instalan en paralelo, existiendo dos posibilidades: por un lado instalar un generador muy potente, para los momentos de más demanda y otro pequeño, para momentos de mínima demanda. La otra opción es instalar varios generadores de igual potencia, de forma que siempre te aseguras que por lo menos uno está funcionando.

En nuestro caso, se opta por la segunda opción, por facilidad a la hora de la búsqueda de varios tipos de generadores en el mercado.

### 5.2.3 Dimensionamiento convertidores

Son unos dispositivos electrónicos cuya misión es adaptar la energía eléctrica al valor o a la forma de onda que exige el equipo que la consume.

Puede haber convertidores CC/CC y convertidores CC/CA. Estos últimos también se denominan inversores u onduladores.

- **Dimensionamiento del inversor**

Las corrientes máximas que circulan pueden llegar a ser muy superiores a la corriente nominal, por esta razón es aconsejable dimensionar el inversor para cubrir el pico de la demanda. Sin embargo, no es necesario que se dimensione con el pico de la demanda en el caso de los sistemas en paralelo ya que puede ser ayudado por un segundo inversor que entre en funcionamiento cuando la demanda es máxima. Los parámetros para seleccionar el inversor son:

- Tensión nominal de entrada (V): es la del sistema de almacenamiento, pero con un cierto margen debido a que la tensión de las baterías varía.
- Potencia nominal (kW): aconsejable que sea ligeramente superior a  $P_{AC}$  ya que si se sobredimensiona trabajará en un punto de menor eficiencia.
- Otros: Tensión de salida, frecuencia y eficiencia.

- **Dimensionamiento del cargador de baterías**

Se dimensionan de tal manera para que tengan aptitud para atender los dos requerimientos básicos que pueden darse:

- La carga de baterías en régimen de Fondo o Carga Rápida
- La alimentación de los consumos permanentes

$$I_{\text{nominal cargador}} = \max ( I_{\text{batería}} , I_{\text{consumo}} )$$

Para que la conversión de AC a DC sea eficiente no se debe de dimensionar mucho mayor en potencia que el generador diésel.

Normalmente los inversores bidireccionales incorporan el cargador de baterías en el propio convertidor.

#### **5.2.4 Dimensionamiento de las baterías**

Se recomienda que el dimensionamiento de las baterías sea de aproximadamente cuatro días para un sistema de una única fuente renovable y un día para un sistema híbrido. En nuestro caso el objetivo del sistema de almacenamiento es evitar que el generador diésel esté funcionando de manera continua: existen momentos, en el que no es necesario que el generador diésel esté operando, sin embargo este se mantiene trabajando puesto que su arranque es muy lento y no le daría tiempo para reaccionar ante los cambios en la demanda. Esta curva constante del generador diésel se evita gracias a las baterías. Con un dimensionamiento de dos horas es suficiente, además, así logramos reducir su coste.

Las baterías se pueden asociar en serie o en paralelo, dependiendo de los requerimientos que busquemos. Así, por ejemplo, si en nuestra aplicación necesitamos aumentar el voltaje, conectaremos baterías de la misma capacidad en serie. Si por el contrario, nuestra aplicación requiere de una mayor capacidad, conectaremos las baterías en paralelo.

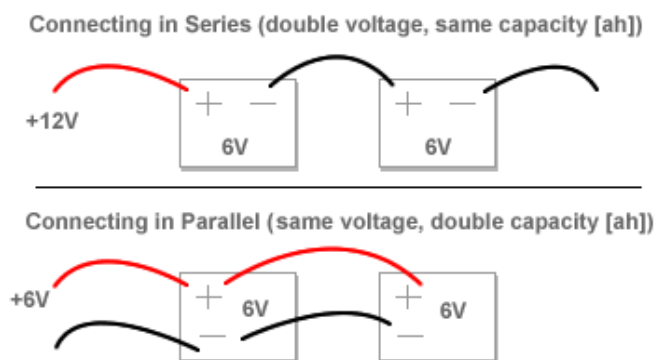


Figura 80-Conexión en serie y en paralelo. Fuente: google

Si bien no existe una razón para limitar el número de baterías en paralelo, los fabricantes recomiendan que el número máximo no sea superior a cinco.

En la operación, no es aconsejable cargar las baterías con el generador diésel en el rango de 80-90% de la carga máxima, por la razón de que el generador trabajaría con baja carga (eficiencia baja).

En cuanto a la vida útil, no es recomendable trabajar por debajo del 60% del estado de carga de las baterías.

El coste inicial de un sistema de almacenamiento depende de su tamaño. A mayor tamaño, mayor es el coste, sin embargo los costes de remplazamiento son menores ya que las baterías se descargan hasta una profundidad de descarga menor.

### 5.2.1 Elementos de control

- **Controladores de carga**

Protegen las baterías contra las sobrecargas y descargas excesivas. La mayoría de los controladores detectan la tensión de la batería y actúan de acuerdo con los niveles de tensión. Algunos también poseen sensores de temperatura para compensar el efecto de la temperatura sobre la tensión de la batería y su estado de carga. El controlador debe tener suficiente capacidad para controlar la máxima intensidad del sistema. Se recomienda incluir un factor de seguridad de 1.25 respecto de la intensidad de cortocircuito del generador para acomodar la corriente excesiva causada por el aumento de irradiancia que a veces producen las nubes durante cortos periodos de tiempo. Dado que las características y los tipos de reguladores disponibles es muy amplia, se ha de elegir aquel regulador que mejor se adapte al sistema que está diseñado.

En cuanto a su instalación, el regulador siempre ha de proteger contra la intemperie, instalándolo preferiblemente en el interior de una caja protegida. Por otro lado el calor es una fuente común de fallo con lo que se ha de procurar una correcta ventilación.

- Seguimiento del punto de máxima potencia.

Es un dispositivo electrónico que tiene la misión de hacer trabajar al panel en el punto de su característica I(V) que proporciona la máxima potencia de salida. Se le conoce con el nombre MPPT (Maximum Power Point Tracker). Es un dispositivo opcional que a veces se incorpora al inversor en los sistemas conectados a red o al regulador en los sistemas autónomos.

### 5.2.2 Elementos de protección

- Toma de tierra:

Garantiza un camino para una descarga atmosférica accidental y para conducir las corrientes de fuga o inducidas.

- Otras protecciones

Pararrayos, fusibles y varistores (son aislantes pero pasan a conductores cuando se alcanza determinada tensión. Protegen contra descargas atmosféricas).

## 5.3 Selección de los componentes del sistema

Visto los anteriores apartados sobre dimensionamiento de los distintos componentes de un sistema híbrido, se procede a realizar una búsqueda y análisis de ellos.

A la hora de realizar la búsqueda en el mercado de los componentes, se priorizará la búsqueda en el mercado Chileno para evitar sobrecostos debidos a transporte.

### 5.3.1 Búsqueda de generadores eólicos del mercado Chileno

Según el ICEX, a nivel local no existen productores relevantes de equipos para el sector eólico (partida 8502.3100).

	Pais	2010	2011	2012	2013	Total general	Cuota Imp.
1	China	3.356.695	137.847	46.422.184	113.799.597	163.716.322	35,0%
2	España	8.672.772	23.167.070	18.001	95.364.393	127.222.236	27,2%
3	Estados Unidos	2.740	589.856	184.110	74.301.029	75.077.735	16,0%
4	Dinamarca	-	11.258.879	-	35.367.357	46.626.236	10,0%
5	Alemania	-	30.267.683	1.621	1.531.834	31.801.139	6,8%
	<b>Total general</b>	<b>15.380.772</b>	<b>69.652.857</b>	<b>46.644.285</b>	<b>336.302.675</b>	<b>467.980.589</b>	<b>100,0%</b>

Tabla 34-Principales orígenes de importación partida 8502.3100 (dólares CIF). Fuente: Legal Publishing

Como se observa en la anterior tabla, el principal proveedor de turbinas eólicas es China, con un 35 % de la cuota de importaciones. De cerca le sigue España con un 27,2%.

En lo que respecta a los principales importadores, por lo general se trata de las propias desarrolladoras de proyectos eólicos las que importan directamente las turbinas.

	Nombre de empresa	2010	2011	2012	2013	Total general	Cuota imp.
1	Vestas Vhile Turb. Eólicas Ltda.	-	68.880.059	46.132.963	166.057.985	281.071.007	60,1%
2	Parque Eólico El Arrayan SpA	-	-	-	105.419.021	105.419.021	22,5%
3	Aela Eólica Negrete SpA	-	-	-	40.158.412	40.158.412	8,6%
4	Alba Pacífico S.A.	-	-	-	9.937.562	9.937.562	2,1%
5	Alba Andes S.A.	-	-	-	9.937.562	9.937.562	2,1%
6	Eólica Monte Redondo S.A.	8.567.262	-	-	-	8.567.262	1,8%
7	Cristalerías Toro S.P.A.	3.230.000	-	-	4.573.076	7.803.076	1,7%
8	Methanex Chile S.A.	3.270.286	-	-	-	3.270.286	0,7%
9	Tekmain Ltda.	-	577.070	-	-	577.070	0,1%
10	Constructora Puerto Octay Ltda.	-	-	190.220	-	190.220	0,0%
	<b>Total general</b>	<b>15.380.772</b>	<b>69.652.857</b>	<b>46.644.285</b>	<b>336.302.675</b>	<b>467.980.589</b>	<b>100,0%</b>

Tabla 35-Principales importadores partida 8502.3100 (dólares CIF). Fuente: Legal Publishing

Vestas, a través de su filial Vestas Chile, ocupa la primera posición como principal importador con una cuota del 60,1% y Parque Eólico El Arrayan SpA con un 22,5%.

	Marca	2010	2011	2012	2013	Total general
1	Vestas	11.837.548	68.880.059	46.132.963	165.843.755	292.694.325
2	Gamesa	-	-	-	19.875.125	19.875.125
3	Zhejiang Huayi	3.230.000	-	-	-	3.230.000
4	Acciona	88.266	-	-	-	88.266
5	Urban Green Energy	-	-	3.633	62.991	66.624

Tabla 36-Principales marcas importadas partida 8502.3100 (dólares CIF). Fuente: Legal Publishing

Una vez finalizada la búsqueda en el mercado de aerogeneradores, se resume en la siguiente tabla las principales características de los generadores eólicos disponibles para un rango de potencias que encaje con nuestro sistema, esto es, entre 100kW y 330kW:

Nº	Nombre modelo	Pn (kW)	Diámetro rotor(m)	Clase (IEC)	Altura buje (m)	Inversión² (\$)
1	PowerWorks KCS56	100	18	II	18.3/24.4/42.7	401900
2	WES100				18/24/30	
3	Northern Power 100-21		21	III-S	18/23/30/37	
4	Northern Power 100 ARCTIC		22			
5	Turbec100		22,5	IIIA	36	
6	Norvento NED-100		22/24	IIIA	24,5/29,5/36	
7	Northern Power 100-24		24	IIIS	18/23/30/37	
8	Northern Power 100-26		26	III/S		
9	Electria Wind Garbí 100/28		28	IIIA	35	602850
10	Electria Wind Garbí 150/28	150		IIIA		
11	Endurance X-35Q	180	35	IIIA	30.5/40.2	723420
12	Electria Wind Garbí 200/28	200	28	IIIA	35/40	803800
13	Aeronautica 29-225	225	29	IA	30/40/50	904275
14	Aeronautica 33-225		33	S (II,III)		
15	Endurance X-29		29,1	IB	30.5/40.2	
16	Endurance X-30		30,1	IA		
17	Endurance X-33		33,1	IIA		

<sup>2</sup> Coste inversión: Incluye costes del aerogenerador (transporte, montaje y margen EPC), obra civil e ingeniería, e instalación eléctrica.

18	Endurance X-35		35	IIIA		
19	PowerWorks WEG MS-2	250	25	II	25	1004750
20	WES250		30		30/36/39/48	
21	WINDFLOW W33-250		33,2	IA	29/49	
22	Vergnet MP C/R	275	32	III	50/60	1105225
23	WINDLOW W33-330	330	33,2	IA	29/49	1326270
24	Enercon E-33/330 kW		33,4	IIA	37/44/50	

Tabla 37-Aerogeneradores de potencia entre 100 y 330kW. Fuente: elaboración propia.

Dado que los fabricantes y proveedores no proporcionan ningún dato sobre costes, se comparó diferente información procedente de estudios de Bloomberg New Energy Finance (BNEF), IDEA y Acciona Energía. Los datos que proporcionan estas fuentes son para generación centralizada y para máquinas de varios megavatios, por lo que para el cálculo de los costes se usó finalmente un ratio (€/kW) procedente del NREL<sup>[34]</sup>, que facilita ratios para generación distribuida y con diferentes rangos de potencia.

De entre estos aerogeneradores, se eligió el WINDFLOW W33-250 para el sistema híbrido. Su hoja de características se encuentra en el anexo I.

#### Justificación:

Inicialmente, para realizar una primera selección, se atendió al criterio de clase de viento IEC (Internacional Electrotechnical Commission). En función de la velocidad media de viento que haya en un emplazamiento, éste se podrá clasificar en clase I, II, III o IV según la normativa IEC 61400.

Velocidad media (m/s)	Clase
$v < 6 \text{ m/s}$	IV
$6 \text{ m/s} < v < 7,5 \text{ m/s}$	III
$7,5 \text{ m/s} < v < 8,5 \text{ m/s}$	II
$8,5 \text{ m/s} < v < 10 \text{ m/s}$	I

Tabla 38-Clasificación del emplazamiento según normativa IEC 61400. Fuente: IEC 61400

Con la información proveniente del explorador de energía eólica de Chile, es posible clasificar la ubicación de la mina para diferentes alturas:

Altura (m)	Velocidad media (m/s)	IEC Emplazamiento
14	7,6	II
24	7,8	
32	8,3	
42	8,5	II-I
50	8,6	I
61	8,8	

Tabla 39-Clasificación del emplazamiento de la mina para diferentes alturas según normativa IEC 61400. Fuente: elaboración propia



Con esta tabla, se pueden elegir los aerogeneradores que mejor se adaptan a las condiciones del emplazamiento. Para ello, se debe de tener en cuenta que cualquier aerogenerador puede operar en un emplazamiento de clase menor, pero nunca en uno de clase mayor. Esto nos lleva a rechazar los siguientes aerogeneradores: Nº 4-12, 14, 18 y 22. La situación de los generadores eólicos número 1, 20 y 24 dependen de la altura de su torre.

- PowerWorks KCS56 (Nº 1): clase de aerogenerador no válido para una altura de torre de 42,7 metros.
- WES250 (Nº20): no apto para una altura de torre de 48 metros.
- Enercon E-33/330 kW: no apto para 44 y 50 metros.

Una vez realizada una primera selección de aquellos aerogeneradores que cumplen con el criterio de la clase de emplazamiento, se procede a analizar los siguientes parámetros:

- Turbulencia

Las turbulencias disminuyen la posibilidad de utilizar la energía del viento de forma efectiva en un aerogenerador. También provocan mayores roturas y desgastes en la turbina eólica. Es un parámetro muy importante para la elección de la subclase de la turbina. El procedimiento que dicta la norma para su evaluación consiste en la medición de la velocidad y cálculo de la desviación estándar para intervalos de tiempo de 10 minutos. Además, aparte de considerar la turbulencia ambiental, propia de cada emplazamiento, se debe considerar la turbulencia añadida por los demás aerogeneradores del parque, resultando lo que se denomina intensidad de turbulencia efectiva. Un ejemplo de ello se muestra en la gráfica siguiente:

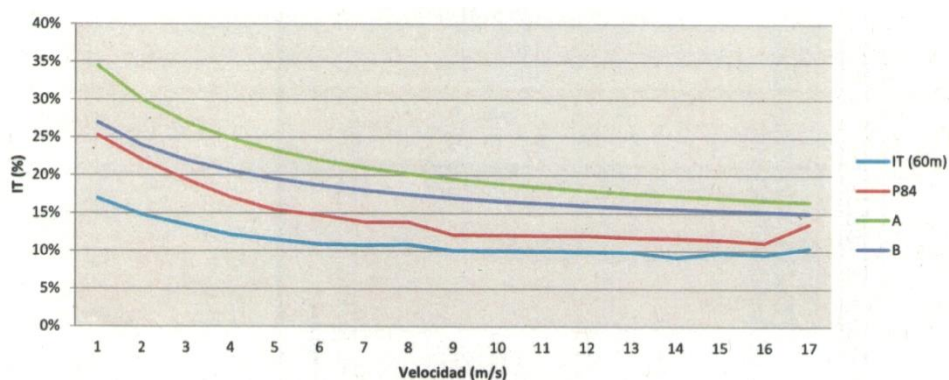


Figura 81-Ejemplo Intensidad de turbulencia efectiva. Fuente: Acciona Energía

El explorador eólico de Chile no proporciona datos ni de turbulencia ni datos diez-minutales. Ante esta ausencia, se ha optado por calcular la intensidad de turbulencia a partir de la velocidad media y desviación estándar media que sí proporciona el explorador. El valor resultante para una altura de 50m es el siguiente:

$$\text{Turbulencia} = \frac{\sigma}{\bar{v}} \cdot 100 = 14.98 \%$$

De acuerdo con la antigua clasificación que hacía la norma, este valor está por debajo de 16%, por lo tanto son válidas las turbinas tanto de la subclase A como la B.

- Función de densidad de probabilidad Weibull  $f(v)$

La distribución de Weibull describe la variación del viento en un emplazamiento. Esta es muy importante para los proyectistas de turbinas en la optimización del diseño de sus aerogeneradores y la minimización de los costes de generación. Los inversores también la usan para estimar sus ingresos por producción de electricidad.

Aunque el explorador eólico de Chile proporcione distribuciones de Weibull, solo lo hace para ciertas alturas y no para todas, por lo que para caracterizarla, se usará la función de densidad de probabilidad, la cual está definida por la siguiente ecuación:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left( \frac{v}{c} \right)^{k-1} \cdot \exp \left[ - \left( \frac{v}{c} \right)^k \right]$$

Donde:

$v$  = Velocidad del viento en m/s

$k$  = Factor de forma de Weibull

$c$  = factor de escala de Weibull

Cuando el parámetro de forma es exactamente 2, la distribución es conocida como distribución de Rayleigh. Es comúnmente utilizada por los fabricantes de aerogeneradores, por lo que para nuestra comparación se usará también dicho valor.

En cuanto al factor de escala, se calculará mediante la siguiente fórmula:

$$\bar{v} = c \Gamma \left( \frac{1}{k} + 1 \right)$$

Donde:

$\Gamma$  = función gamma

$\bar{v}$  = velocidad media del viento

La velocidad media del viento a la altura del buje de cada aerogenerador se obtendrá a partir del perfil vertical medio, facilitado por el explorador eólico.

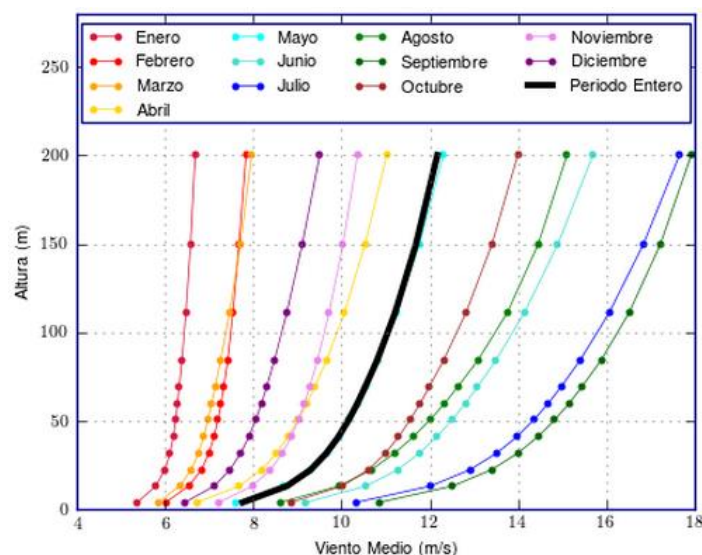


Figura 82-Perfil vertical medio. Fuente: explorador eólico

Cada línea representa el promedio de todas las horas del día para cada mes. El perfil negro es el promedio anual.

Dado que los fabricantes de los aerogeneradores dan la posibilidad de adquirir el aerogenerador para diferentes alturas (ver tabla 20), se escogerá la mayor posible como criterio general, ya que a mayor altura, la velocidad del viento es mayor.

Una vez obtenidas las velocidades medias, el factor de escala se calcula con Matlab, debido a su facilidad en el cálculo numérico ya que incorpora la función de serie:

$$c = v_{med} / (\gamma (1 + 1/k))$$

Con todos los parámetros, ya es posible calcular las funciones de densidad de probabilidad para cada aerogenerador. A continuación se muestra la distribución estadística para el WINDFLOW W33-250, resultando la siguiente distribución estadística de Weibull:

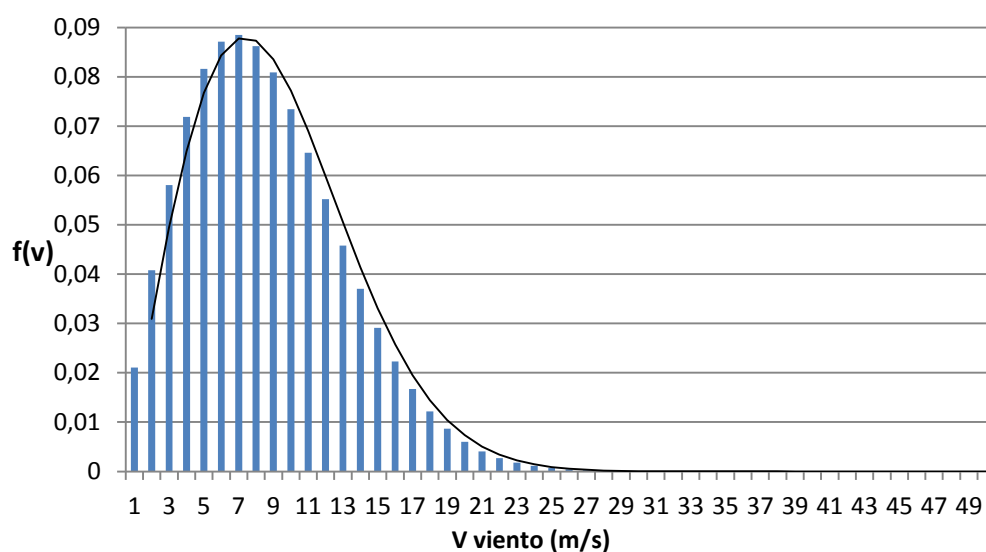


Figura 83-Distribución Rayleigh aerogenerador elegido. Fuente: elaboración propia

#### - Potencia eléctrica del aerogenerador

A partir de las curvas de potencia proporcionadas por el fabricante, se tiene la potencia que genera cada aerogenerador para cada velocidad de viento. Sin embargo, las curvas son para unas condiciones de aire estándar, densidad=1,225 kg/m<sup>3</sup>, y sin turbulencias.

Para tener en cuenta la densidad de nuestro emplazamiento se aplicará un ratio de densidad de aire.

$$Pot_{0,77}(v) = \left(\frac{\rho}{\rho_0}\right) \cdot Pot_{1,225} = \left(\frac{0,77}{1,225}\right) \cdot Pot_{1,225}$$

Representando gráficamente todas las curvas para la nueva densidad resulta:

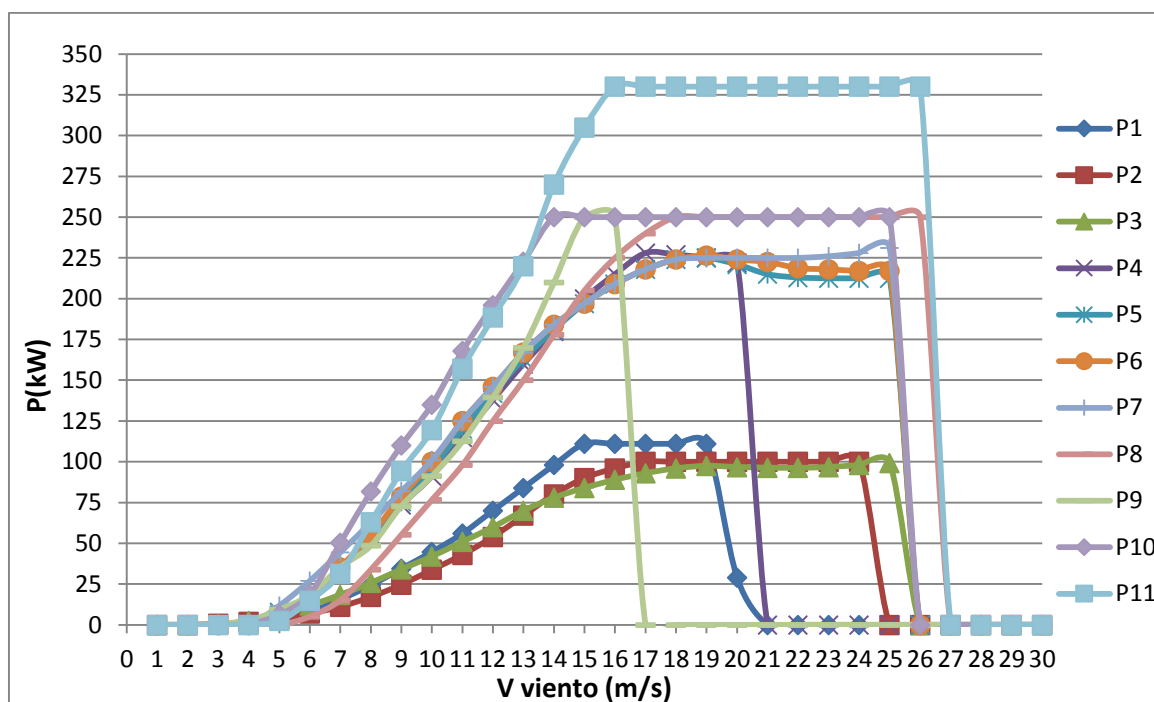


Figura 84-Potencia (kW) para cada aerogenerador densidad 0,77kg/m<sup>3</sup>. Fuente: elaboración propia

Cada curva viene nombrada con un número, los cuales representan cada uno de los aerogeneradores.

#### - Potencia emplazamiento

Al igual que la potencia del aerogenerador, se calculará la potencia del viento para cada velocidad del viento. Se usará la siguiente fórmula:

$$P = \frac{1}{2} \cdot A \cdot \rho \cdot V^3$$

Donde:

A: área barrida por el aerogenerador ( $A = \pi r^2$ )

$\rho$ : densidad (0,77kg/m<sup>3</sup>)

V: velocidad del viento (m/s)

Representando todas las curvas, queda:

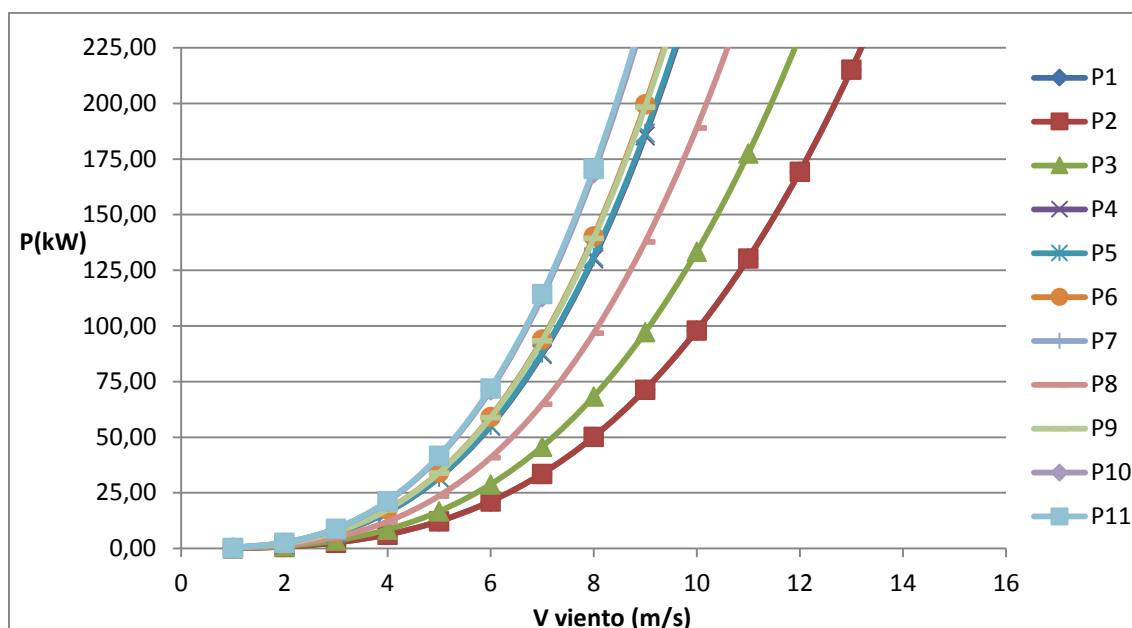


Figura 85-Potencia disponible del viento para cada aerogenerador (kW). Fuente: elaboración propia

- Coeficiente de potencia  $C_p$ :

Mide la fracción de la potencia del viento que es aprovechado por el aerogenerador. Este tiene un valor máximo (límite de Betz) el cual se alcanza cuando la velocidad de salida del aerogenerador es la tercera parte de la velocidad de entrada.

$$C_{p_{\max}} = 16/27 = 0.593$$

Para su cálculo se usará la siguiente ecuación:

$$C_p = \frac{\text{Pot aerogenerador } (v)}{\text{Pot disponible del viento } (v)}$$

Representando gráficamente todos los valores de cada aerogenerador, resulta:

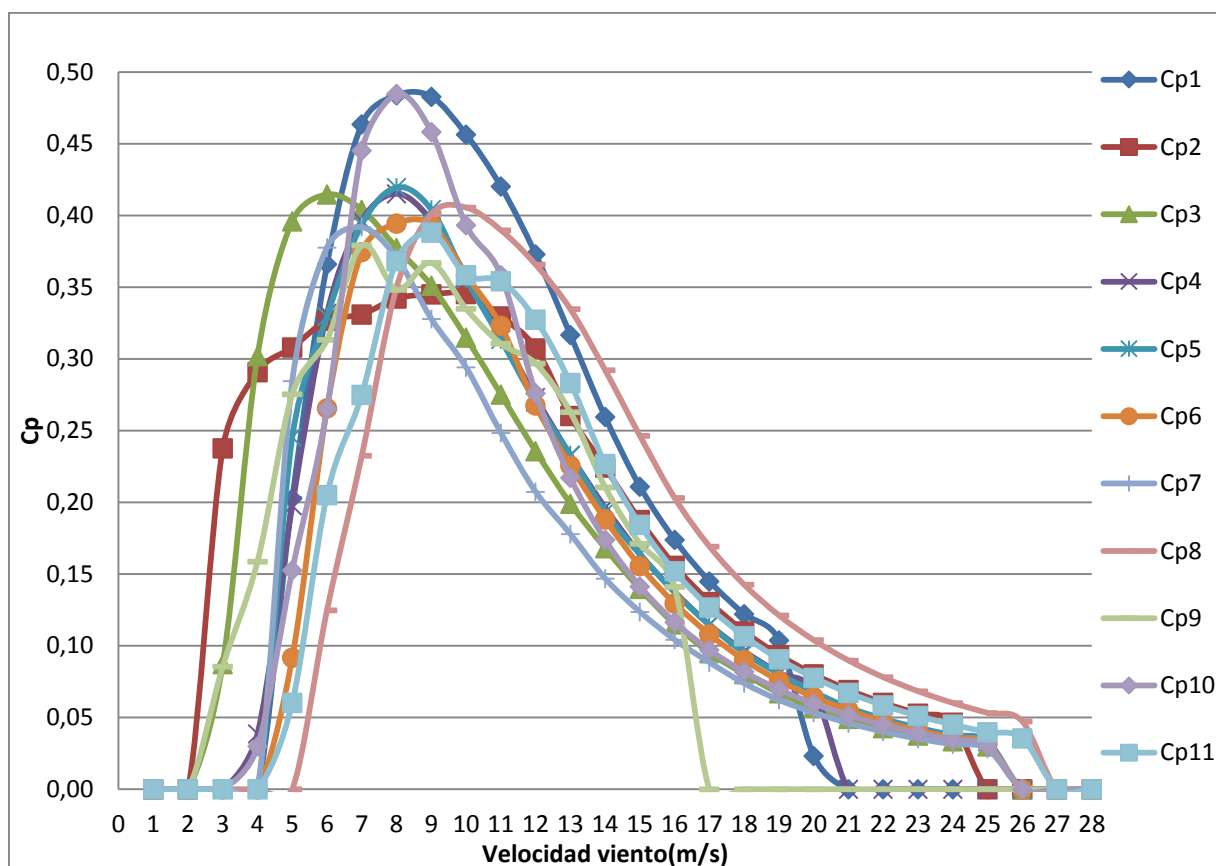


Figura 86-Comparación Cp de los distintos aerogeneradores. Fuente: elaboración propia

- Potencialidad energética eléctrica del aerogenerador y del viento

Las funciones potencialidad energética del viento y en bornes del aerogenerador se definen como el producto de la potencia por la densidad de probabilidad. Nos será muy útil para calcular la potencia media del aerogenerador y del viento.

$$D_{elec}(v) = Pot_{0,77} \cdot f(v)$$

$$D_{viento}(v) = Pot_v \cdot f(v)$$

- Potencia media del aerogenerador y del viento, y Cp medio

Para calcular el valor de la potencia media anual del viento y del aerogenerador deberíamos integrar la densidad energética para todo el rango de velocidades. Esto supondría encontrar una ecuación para cada curva de potencia eléctrica y de viento de cada aerogenerador. Sin embargo, dada la dificultad de ajustar con precisión una línea de tendencia a cada curva, por sencillez, se opta por dividir la variable continua velocidad de viento en intervalos, evaluar la densidad energética para cada intervalo y realizar el sumatorio de todos los resultados, es decir:

$$\bar{P}_{elec} = \sum_{v=0}^{v=vmax} P_{elec}(v) \cdot f(v)$$

$$\bar{P}_{viento} = \sum_{v=0}^{v=vmax} P_v(v) \cdot f(v)$$

En cuanto al Cp medio se ha procedido a calcularlo de la misma manera:

$$\bar{Cp}_{viento} = \sum_{v=0}^{v=vmax} Cp(v) \cdot f(v)$$



- Energía anual (MWh)

Para el cálculo de la energía anual eléctrica del aerogenerador y del viento se usarán las siguientes expresiones:

$$\bar{E}_{\text{elec}} = \bar{P}_{\text{elec}} (\text{kW}) \cdot \frac{8760}{1000} \quad \bar{E}_v = \bar{P}_v (\text{kW}) \cdot \frac{8760}{1000}$$

- Horas equivalentes

Suponen la cantidad de horas, que, en un año determinado, está la instalación funcionando a pleno rendimiento. Se obtiene dividiendo la producción anual del aerogenerador entre la potencia nominal.

$$Heq = \frac{Ee (\text{kWh})}{P_N (\text{kW})}$$

- Factor de planta o factor de carga:

Representa el porcentaje de energía realmente producida en un año dividida por la teóricamente producible en el mismo periodo (potencia nominal durante las 8760 horas del año)

$$f_{\text{planta}} = \frac{Ee (\text{kWh})}{P_N (\text{kW}) \cdot 8760h} = \frac{\bar{P}_{\text{elec}} (\text{kW})}{P_N (\text{kW})}$$

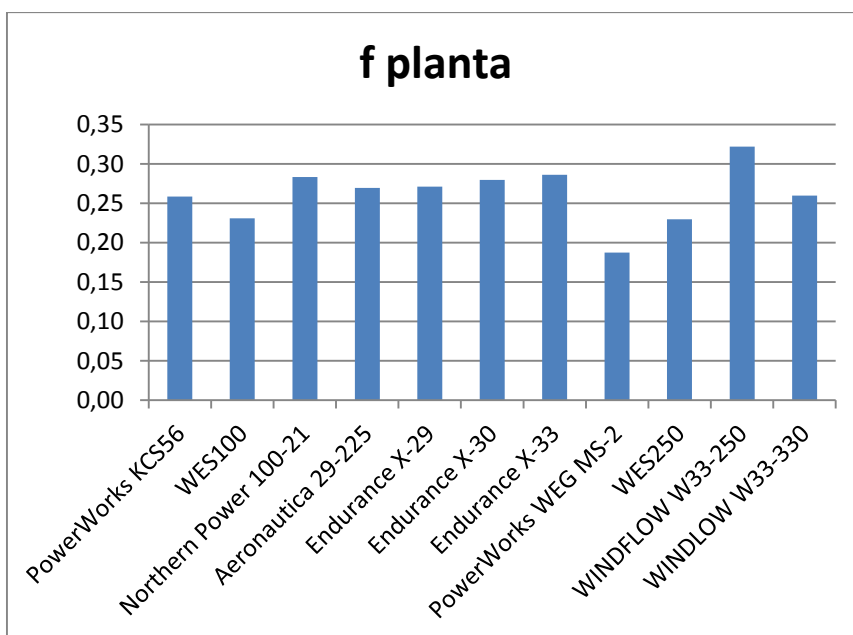


Figura 87-Comparación factor planta de los distintos aerogeneradores. Fuente: elaboración propia

- Rendimiento medio

Al igual que el coeficiente de potencia, nos dará una idea sobre la eficacia energética del aerogenerador.

$$\eta_{\text{medio}} = \frac{\bar{Cp}}{Cp_{\text{Betz}}} = \frac{\bar{Cp}}{0.593}$$

- COE (Cost of Energy)

El COE, coste de la generación de energía eléctrica, es un índice que se utilizará como criterio fundamental para la elección de la turbina eólica. Se calculará de la siguiente forma:

$$\text{COE (€/kWh)} = \frac{\frac{C_i}{N} + C_m}{E_e}$$

Donde:

$C_i$ =Coste inicial (€)

$N$ =Años de ciclo de vida del aerogenerador. Los fabricantes prometen 20 años, por lo que se escogerá dicho valor para todos los aerogeneradores.

$C_m$ =Coste de mantenimiento y operación (€). Al igual que el coste inicial, se tomó un ratio en función de la energía producida (€/kWh) para su cálculo.

$E_e$ =Energía eléctrica producida en un año (kWh)

Cabe decir que por sencillez, se ha obviado la tasa real de interés en la presente fórmula, por lo que el resultado de coste de la energía no es completamente real.

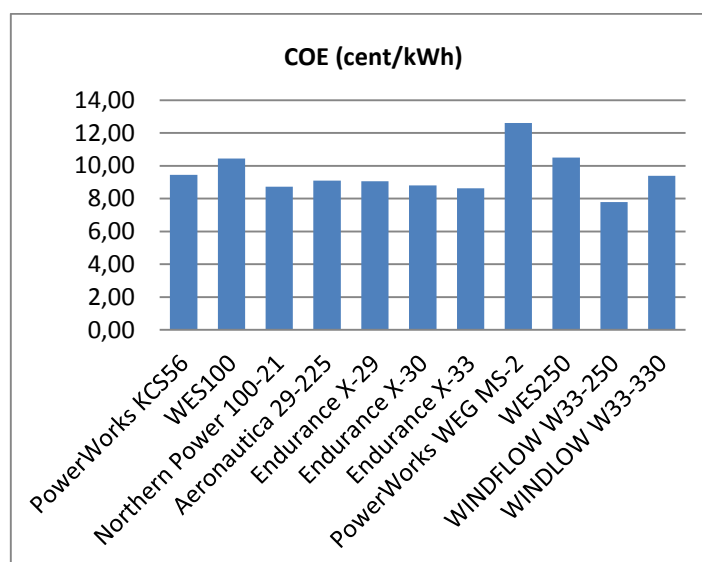


Figura 88-Comparación COE de los distintos aerogeneradores. Fuente: elaboración propia

- Resultados de la comparación

En la siguiente tabla, se ilustran los resultados de la comparación de los aerogeneradores.

Nombre modelo	PowerWorks KCS56	WES100	Northern Power 100-21	Aeronautica 29-225	Endurance X-29	Endurance X-30	Endurance X-33	PowerWorks WEG MS-2	WES250	WINDFLOW W33-250	WINDLOW W33-330
P <sub>n</sub> (kW)	100	100	100	225	225	225	225	250	250	250	330
D. rotor(m)	18	18	21	29	29.1	30.1	33.1	25	30	33	33.2
h <sub>buje</sub> (m)	24.4	30	37	50	40.2	40.2	40.2	25	39	50	50
U <sub>viento</sub> (m/s)	7.825	8.175	8.4	8.589	8.464	8.464	8.464	7.8625	8.44	8.589	8.589
C <sub>f. escala</sub> (m/s)	8.8296	9.2245	9.4784	9.6915	9.5506	9.5506	9.5506	8.8296	9.4784	9.6915	9.6915
P <sub>media</sub> 0.77 (kW)	25.84	23.09	28.3	60.59	60.97	62.92	64.35	46.85	57.36	80.47	85.74
P <sub>m viento</sub> 0.77 (kW)	89.65	102.23	150.95	307.72	296.53	317.26	383.65	172.94	308.06	398.46	403.31
C <sub>p</sub> medio	0.29	0.28	0.27	0.24	0.24	0.22	0.22	0.2	0.25	0.25	0.21
C <sub>p</sub> max	0.484	0.35	0.41	0.42	0.42	0.39	0.39	0.41	0.38	0.485	0.39
E (MWh/año)	226.4	202.3	247.95	530.74	534.06	551.14	563.73	410.4	502.46	704.95	751.08
Horas eq.	2263.97	2022.95	2479.48	2358.85	2373.62	2449.49	2505.48	1641.61	2009.85	2819.79	2276
f <sub>planta</sub>	0.26	0.23	0.28	0.27	0.27	0.28	0.29	0.19	0.23	0.32	0.26
η <sub>media</sub>	0.485	0.465	0.462	0.409	0.412	0.372	0.375	0.341	0.421	0.422	0.359
C <sub>i</sub> (miles €)	377.6	377.6	377.6	849.7	849.7	849.7	849.7	944.1	944.1	944.1	1246.2
C <sub>m</sub> anual(€)	2490.4	2225.2	2727.4	5838.2	5874.7	6062.5	6201.1	4514.4	5527.1	7754.4	8261.9
COE(cent/kWh)	9.44	10.43	8.72	9.1	9.05	8.81	8.64	12.6	10.49	7.8	9.4

Tabla 40-Valores de los parámetros empleados para la selección del aerogenerador. Fuente: elaboración propia

Como se puede ver en la tabla, el aerogenerador Enercon E-33/330kW no aparece. Se decidió no incluirlo, ya que su producción por parte del fabricante alemán ha cesado, siendo sus últimos pedidos de compra en 2012.

Los resultados recogidos en la tabla reflejan el aerogenerador con mejor rendimiento y C<sub>p</sub> medio, PowerWorks KCS56. Sin embargo, el generador eólico WINDFLOW W33-250 presenta el mayor C<sub>p</sub>max, así como el mayor factor de planta, mayor número de horas equivalentes y el menor coste de la energía (COE). Por tanto, elegimos el aerogenerador W33-250 para el presente trabajo. Sus curvas de C<sub>p</sub> y potencia características quedan recogidas en la siguiente gráfica:

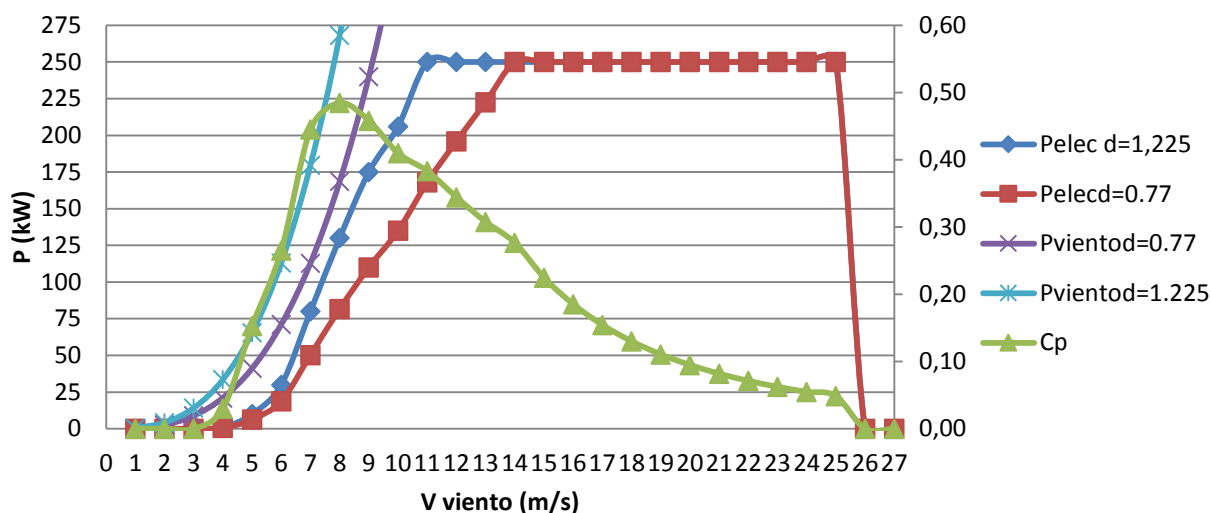


Figura 89-Curvas de potencia, viento y Cp para WINDFLOW W33-250. Fuente: elaboración propia

Las curvas violeta y azul claro representan la potencia del viento a densidad 1,225 y 0,77 kg/m<sup>3</sup> respectivamente. Las curvas roja y azul oscuro figuran la potencia eléctrica del aerogenerador a densidad 1,225 y 0,77 kg/m<sup>3</sup> respectivamente. Finalmente, la curva verde representa la curva Cp del aerogenerador.

### 5.3.2 Búsqueda de generadores fotovoltaicos del mercado Chileno

Actualmente, existen varias empresas instaladas en el mercado que ofrecen la comercialización, distribución e instalación de equipos para energía solar, importados mayoritariamente de países como China y Estados Unidos.

	País	2010	2011	2012	2013	Total general	Cuota Imp.
1	China	4.589.244	8.982.965	8.695.843	76.757.739	99.025.791	54,5%
2	Malasia	3.275	1.272	13.596	41.232.764	41.250.906	22,7%
3	Estados Unidos	2.418.488	2.406.946	3.505.977	2.921.546	11.252.957	6,2%
4	Alemania	820.243	1.248.222	2.088.459	4.310.335	8.467.259	4,7%
7	España	489.096	366.617	953.980	357.263	2.166.957	1,2%
	<b>Total general</b>	<b>11.011.739</b>	<b>16.520.771</b>	<b>19.155.915</b>	<b>135.002.469</b>	<b>181.690.894</b>	<b>100%</b>

Tabla 41-Principales orígenes de importación partida 8541.4000 (dólares CIF). Fuente: Legal Publishing

Como se aprecia en la tabla anterior, el principal proveedor extranjero es China, con un 54,5% de la cuota de importaciones.

En lo referente a los principales importadores, se pueden clasificar en tres grupos:

- Distribuidores locales de equipos (Mimet, etc.).
- Empresas extranjeras con representación en Chile (Komatsu, etc.).
- Empresas desarrolladoras de proyectos e ingeniería en ERNC (Solener, etc.).

	Nombre de la empresa	2010	2011	2012	2013	Total general	Cuota Imp.
1	Amanecer solar SpA	-	-	-	67.598.332	67.598.332	37%
2	San Andrés SpA	-	-	-	40.273.501	40.273.501	22%
3	Mimet S.A.	1.063.992	1.657.939	411.927	12.265	3.146.122	2%
4	Banco Santander Chile	-	-	-	2.981.455	2.981.455	2%
5	Generación Eléctrica RERI Chile S.A.	-	-	-	2.637.382	2.637.382	1%
6	Sunedison Chile Const. Ltda.	-	-	-	2.437.157	2.437.157	1%
7	Komatsu Reman Center Chile S.A.	913.801	750.094	451.033	312.517	2.427.444	1%
8	Inversiones Termic Ltda.	-	-	847.737	902.236	1.749.972	1%
9	Visibility S.A.	5.133	68.380	576.361	1.059.990	1.709.863	1%
10	Solener Ltda.	616.785	460.886	326.258	193.641	1.597.571	1%
	Total general	11.011.739	16.520.771	19.155.915	135.002.469	181.690.894	100%

Tabla 42-Principales importadores partida 8541.4000 (dólares CIF). Fuente: Legal Publishing

	Marcas	2010	2011	2012	2013	Total general
1	Sunedison	-	-	-	107.871.833	107.871.833
2	Inventux	17.544	23.501	-	3.005.769	3.046.814
3	ET Solar	-	-	-	2.910.910	2.910.910
4	Ningbo	1.048.147	1.254.962	326.844	68.555	2.698.507
5	Farovello	-	-	-	2.637.382	2.637.382

Tabla 43-Principales marcas importadas partida 8541.4000 (dólares CIF). Fuente: Legal Publishing

En cuanto a la producción local, ésta es poco relevante y prácticamente inexistente. Es posible destacar la existencia de dos empresas locales dedicadas a la fabricación de equipos para energía solar en Chile: Britec y THC.

Cabe destacar que el CIFES dispone de un directorio de empresas proveedoras de equipos y servicios para la implementación de proyectos de energías renovables que utilicen energía solar.

Una vez estudiado todos los proveedores de Chile aconsejados por el CIFES, se escogió la empresa *Aquito Solar* por el aporte de información técnica y económica en todos sus productos. Se resume en la siguiente tabla las principales características de los módulos fotovoltaicos más potentes ofrecidos por el proveedor:

Modelo	JA Solar JAP6 72-310/3BB	SunEdison F325ByC	JA Solar JAP6 60-265/3BB	Jinko Solar	TÜVRheinland
Pot (Wp)	310	325	265	250	250
Garantía Potencia lineal (años) <sup>3</sup>	25	25	25	25	25
Dimensiones (mm)	1956x991x45	1976x990x50	1650x991x40	1650x992x40	1640x992x45
Precio panel (CLP <sup>4</sup> )	243530	237988	215416	201586	192423
NOCT (°C)	45±2	47 ± 2	45±2	45±2	46±2
Coef. Pot (%/°C)	-0.43	-0.45	-0.41	-0.41	-0.45
Eficiencia módu. %	15.99	16.7	16.21	15.27	15.4

Tabla 44-Módulos fotovoltaicos del proveedor Aquito Solar. Fuente: elaboración propia

De entre estos cinco módulos se eligió el SunEdison F325ByC para el sistema híbrido. Su hoja de características se puede ver en el anexo II.

<sup>3</sup> Número de años que el fabricante garantiza una degradación de potencia lineal.

<sup>4</sup> CLP: Pesos Chilenos

## Justificación

Para realizar la selección del módulo, se atendió fundamentalmente al criterio de menor coste de la energía, COE. Sin embargo también se evaluaron las horas equivalentes y el factor de planta. Estos parámetros se calculan como en el anterior apartado:

$$\text{COE (€/kWh)} = \frac{\frac{C_i}{N} + C_m}{E_e} \quad f_{\text{planta}} = \frac{E_e \text{ (kWh)}}{P_N \text{ (kW)} \cdot 8760 \text{ h}} \quad H_{eq} = \frac{E_e \text{ (kWh)}}{P_N \text{ (kW)}}$$

Como se puede ver en las fórmulas anteriores, es necesario calcular previamente la energía producida por el módulo. Para ello se calculará primero la irradiancia incidente sobre el módulo y la temperatura de la célula.

### - Irradiancia incidente sobre el módulo:

El explorador solar de Chile nos proporciona, para cada 30 minutos de todos los días del año, los datos de irradiancia global horizontal. Esa es la radiación que golpea la superficie horizontal sobre la tierra. Pero la potencia generada por el generador fotovoltaico depende de la cantidad de radiación que golpea la superficie del módulo, la cual en general no es horizontal. Por eso, es necesario calcular la irradiancia global que incide en la superficie del módulo, la cual se calcula con la siguiente fórmula y la cual queda desarrollada en el anexo III:

$$\overline{G}_T = (\overline{G}_b + \overline{G}_d A_i) R_b + \overline{G}_d (1 - A_i) \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \left[ 1 + f \sin^3 \left( \frac{\beta}{2} \right) \right] + \overline{G} \rho_g \left( \frac{1 - \cos \beta}{2} \right)$$

Donde:

$\overline{G}_T$ : Irradiancia incidente en el módulo W/m<sup>2</sup>

$\overline{G}_b$ : Irradiancia de albedo W/m<sup>2</sup>

$\overline{G}_d$ : Irradiancia difusa W/m<sup>2</sup>

$A_i$ : índice de anisotropía

$R_b$ : relación entre el haz de radiación sobre la superficie inclinada y el haz sobre la superficie horizontal

$\beta$ : inclinación de la superficie (°)

$f$ : factor horizonte de brillo

$\overline{G}$ : irradiancia global horizontal sobre la superficie terrestre (W/m<sup>2</sup>)

$\rho_g$ : reflectancia del suelo, albedo (%)

Resultados:

Como se comprueba en los siguientes gráficos, hay una clara diferencia entre la irradiancia extraatmosférica, la global y la incidente sobre nuestro módulo fotovoltaico.

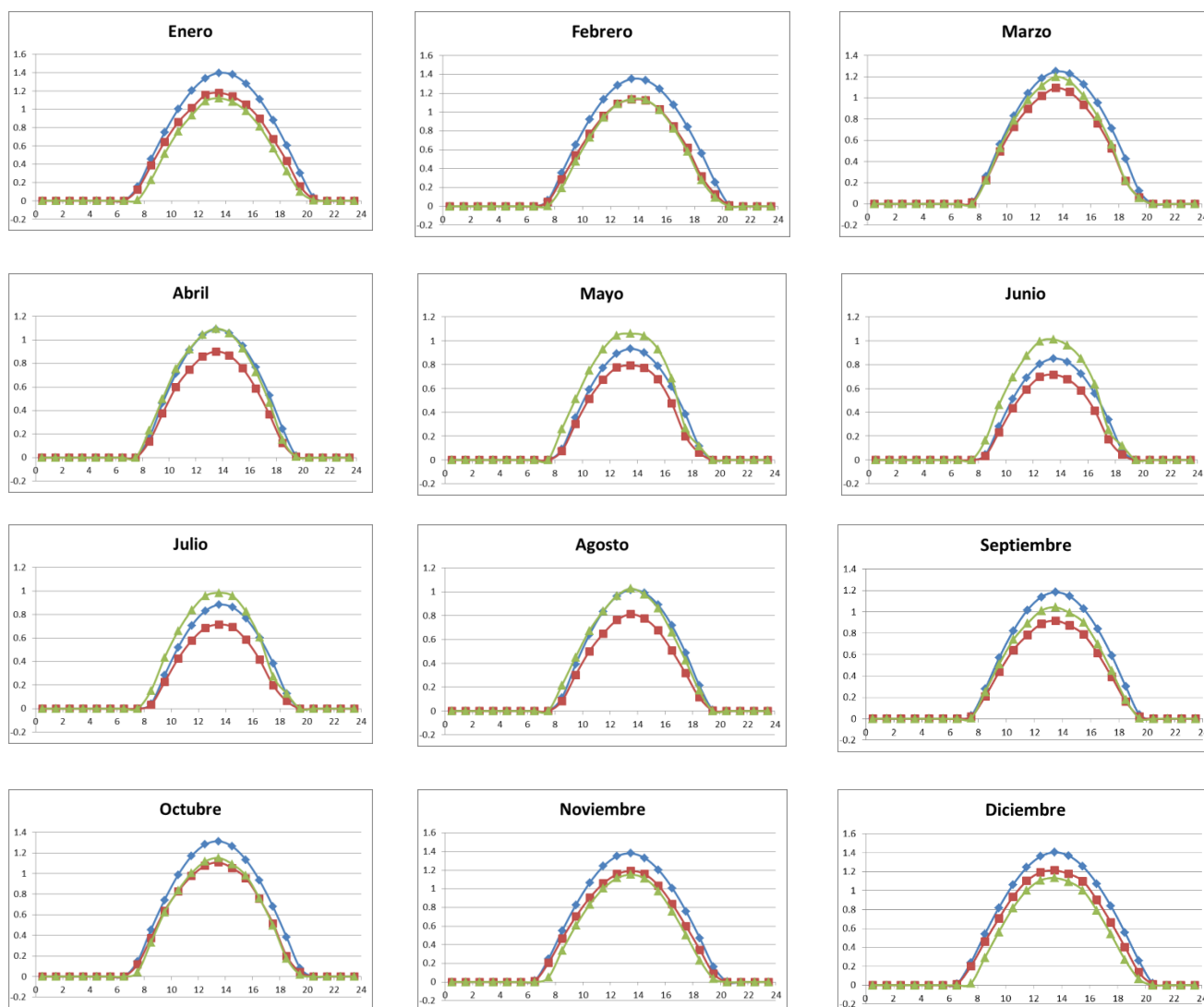


Figura 90-Perfil diario irradiancia extraatmosférica (azul), global (rojo) e incidente (verde) cada mes. Fuente: elaboración propia

Los resultados mostrados en la anterior figura están calculados para una inclinación de superficie  $\beta=26.76^\circ$  (igual a la latitud para maximizar la energía producida en el caso de una estructura fija), un ángulo de azimut  $\gamma: 180^\circ$  (el panel queda orientado al norte, ya que nos encontramos en el hemisferio sur y las estructuras fijas siempre se colocan hacia el ecuador) y un valor típico de reflectancia o albedo de 20% (se ha escogido un valor medio entre 12% y 30% ya que los terrenos de la mina seleccionada se dividen entre tierras sin vegetación y arena).

Valor típico %	
Tierras sin vegetación	12
Arena	30
Tierras cultivadas	20
Nieve fresca	80
Nieve vieja	55
Agua, sol en el cenit	5

### - Temperatura de la célula:

La temperatura de la célula es un aspecto a tener en cuenta en el cálculo de la potencia generada por el módulo fotovoltaico ya que afecta negativamente a su curva I-V, como se puede ver en el siguiente gráfico:

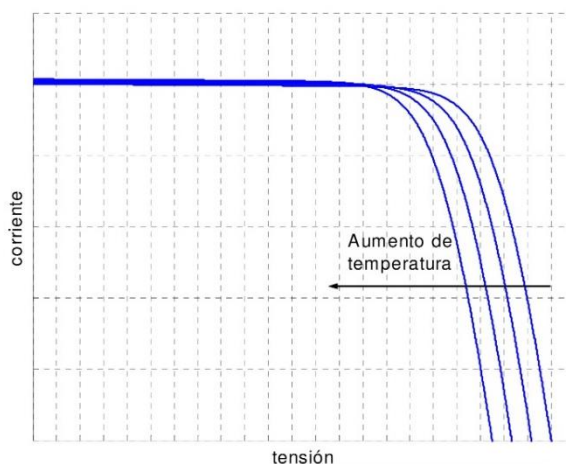


Figura 91-Influencia de la  $T^a$  en una célula solar. Fuente: Dpto. de Ing. Eléctrica y Electrónica, Upna

El explorador solar de Chile proporciona datos de temperatura ambiente a lo largo de todo el año para nuestra ubicación. Sin embargo, como ocurría en el anterior caso, la temperatura de la célula fotovoltaica,  $T_c$ , difiere de la temperatura de ambiente. Para calcularla, usaremos la siguiente fórmula, la cual queda desarrollada en el anexo IV.

$$T_c = \frac{T_a + (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}) \left( \frac{G_T}{G_{T,NOCT}} \right) \left[ 1 - \frac{\eta_{mp,STC} (1 - \alpha_p T_{c,STC})}{\tau \alpha} \right]}{1 + (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}) \left( \frac{G_T}{G_{T,NOCT}} \right) \left( \frac{\alpha_p \eta_{mp,STC}}{\tau \alpha} \right)}$$

Donde:

$T_a$ : temperatura ambiente, proporcionada por el explorador solar de Chile ( $^{\circ}\text{C}$ )

$T_{c, NOCT}$ : temperatura de operación nominal de la célula, proporcionada por el fabricante ( $^{\circ}\text{C}$ )

$T_{a, NOCT}$ : temperatura ambiente a la cual la NOCT está definida ( $20^{\circ}\text{C}$ )

$G_T$ : irradiancia que golpea el módulo fotovoltaico, calculada en el anterior apartado ( $\text{W}/\text{m}^2$ )

$G_{T, NOCT}$ : irradiancia a la cual la NOCT está definida ( $800 \text{ W}/\text{m}^2$ )



$\eta_{mp,STC}$ : máxima eficiencia bajo condiciones estándar, proporcionada por el fabricante (%)

$\alpha_P$ : coeficiente de temperatura de potencia, proporcionada por el fabricante (%/°C)

$T_{c,STC}$ : temperatura de la célula bajo condiciones estándar (25°C)

$\tau\alpha$ : producto entre la transmitancia y la absorbancia (0.9 de acuerdo con *Duffie and Beckman, 1991*)

Resultados:

Como se aprecia en el siguiente gráfico, la temperatura de la célula es igual a la temperatura ambiente durante las noches. Sin embargo, durante el día,  $T_c$  puede exceder  $T_a$  por 30°C o más.

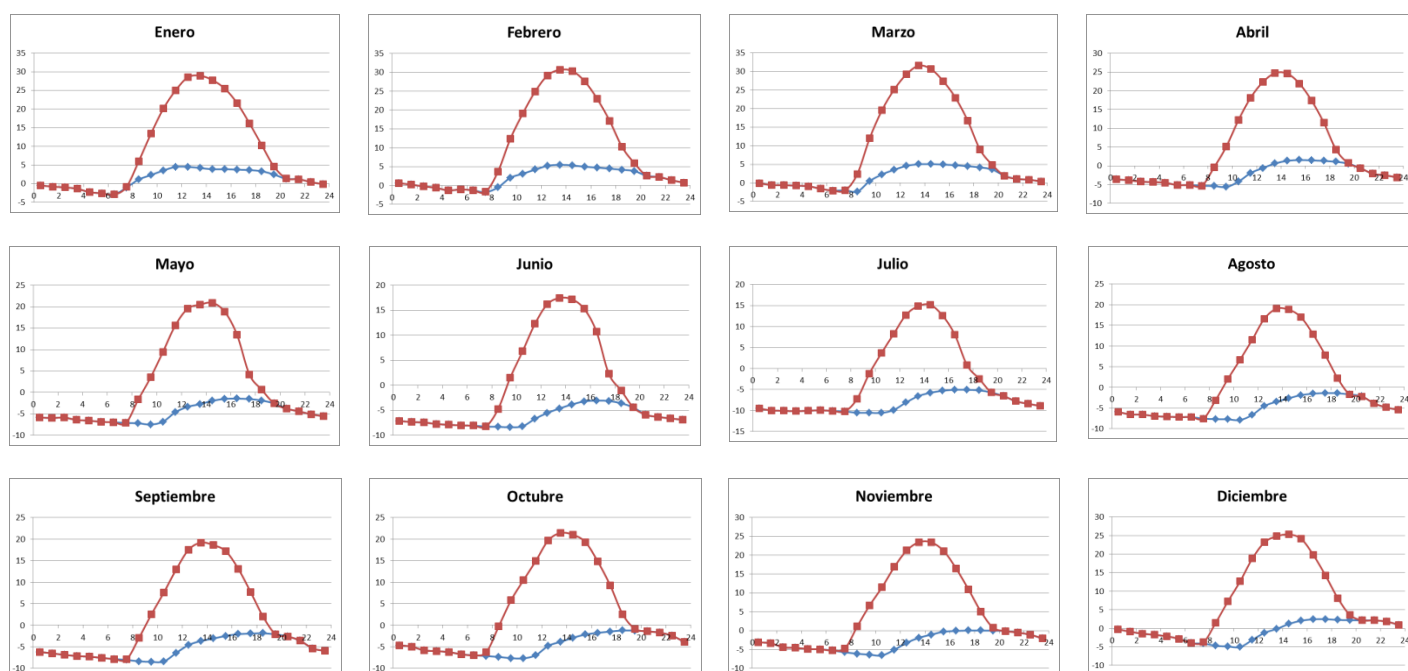


Figura 92-Perfiles diarios  $T_{ambiente}$  (azul) y  $T_{célula}$  (rojo) del módulo elegido para cada mes. Fuente: elaboración propia

Los resultados mostrados en la anterior figura están calculados para un rendimiento de 16.61% en lugar de 16.7% tal como muestran las hojas de características del fabricante. Esto es porque se ha utilizado la siguiente fórmula:

$$\eta_{mp,STC} = \frac{Y_{PV}}{A_{PV} G_{T,STC}}$$

Donde:

$Y_{PV}$ : potencia nominal de salida bajo condiciones estándar, proporcionada por el fabricante (W)

$A_{PV}$ : área de la superficie del módulo (m<sup>2</sup>), proporcionado por el fabricante

$G_{T,STC}$ : irradiancia en condiciones estándar (1000W/m<sup>2</sup>)

La anterior expresión es muy útil cuando el fabricante no proporciona la información en su hoja de características. Se ha usado de la misma manera para el resto de los módulos.

#### - Potencia

La ecuación para calcular la potencia generada por el módulo en cada paso de tiempo es la siguiente:

$$P_{PV} = Y_{PV} f_{PV} \left( \frac{\overline{G}_T}{\overline{G}_{T,STC}} \right) \left[ 1 + \alpha_P (T_c - T_{c,STC}) \right]$$

Donde:

$Y_{PV}$ : potencia nominal del módulo bajo condiciones estándar, proporcionada por el fabricante (W)

$f_{PV}$ : factor de reducción de potencia del sistema PV, se considera un 80%.

$G_T$ : irradiancia incidente en cada paso de tiempo, calculada previamente ( $W/m^2$ )

$G_{T,STC}$ : irradiancia incidente bajo condiciones estándar ( $1000 W/m^2$ )

$\alpha_P$ : coeficiente de temperatura de la potencia, proporcionado por el fabricante ( $\%/^{\circ}C$ )

$T_c$ : temperatura de la célula en cada paso de tiempo, calculado en el anterior apartado ( $^{\circ}C$ )

$T_{c,STC}$ : temperatura de la célula bajo condiciones estándar ( $25^{\circ}C$ )

#### - Resultados

Como se aprecia en la siguiente tabla, el módulo con mayor factor de planta y mayor número de horas equivalentes corresponde al JA Solar JAP6 72-310/3BB. Sin embargo, se escoge el SunEdison F325ByC porque tiene una mejor eficiencia y mejor COE:

	P(Wp)	$\eta$ %	C. Inicial €	Eanual kWh	Horas eq. año	f.planta	C.man (€)	COE (cent€/kWh)
JA Solar JAP6 72-310/3BB	310	15.99	613.84	750.7	2422	0.2764	6.12	3.293
SunEdison F325ByC	325	16.61	599.87	784.0	2412	0.2754	6.41	3.137
JA Solar JAP6 60-265/3BB	265	16.21	542.98	640.7	2418	0.2760	5.23	3.384
Jinko Solar	250	15.27	508.12	603.9	2416	0.2757	4.93	3.367
TÜVRheinland	250	15.4	485.02	604.1	2416	0.2758	4.93	3.250

Tabla 46-Comparativa módulos fotovoltaicos. Fuente: elaboración propia

Los costes iniciales de todo el sistema PV mostrados en la anterior tabla han sido calculados a partir de un incremento del 65.5% respecto del módulo, siguiendo los porcentajes que maneja Acciona Energía en sus proyectos fotovoltaicos, como el de Pampa Camarones:

	% sobre total
MODULOS FOTOVOLTAICOS	34.50%
INVERSORES Y CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	7.30%
ESTRUCTURA	22.73%
LÍNEAS DE BAJA TENSIÓN	5.50%
LÍNEAS DE MEDIA TENSIÓN	1.27%
INSTALACIONES DE EVACUACIÓN (sin línea)	2.63%

OBRA CIVIL	8.35%
SISTEMA DE MONITORIZACIÓN	1.37%
SISTEMA DE SEGURIDAD	1.00%
PROYECTOS, ESTUDIOS	2.98%
VARIOS	4.96%
CONTINGENCIAS	3.85%
CONSTRUCTION MANAGEMENT	3.56%

Tabla 47-Peso de cada componente en el presupuesto de un proyecto fotovoltaico. Fuente: Acciona Energía.

A su vez, el coste de mantenimiento, ha sido calculado a partir de un ratio de 21\$/kW tal como indica NREL para sistemas PV de menos de 10kW y generación distribuida <sup>[34]</sup>.

Finalmente, el coste de la energía ha sido calculado con una vida útil media del módulo de 33 años, también como indica NREL <sup>[34]</sup>.

### 5.3.3 Búsqueda de generadores diésel del mercado Chileno

Puesto que hacer funcionar a un grupo electrógeno con poca carga, provoca una disminución de su eficiencia y recorta su vida útil, se consideraron varios generadores diésel de una potencia individual menor al pico de demanda de la mina aunque de una potencia conjunta superior a la máxima, en lugar de un único generador más potente.

De esta manera, se logra una segunda ventaja: la fiabilidad. Existen menos probabilidades de que sufran incidencias varios grupos electrógenos a la vez, y si esto ocurriera en un generador, aún quedarían los restantes.

La empresa Chilena seleccionada para el suministro de los generadores es la distribuidora Diperk, representante de la empresa irlandesa FG Wilson. La razón de su elección se debe a la confianza de un distribuidor autorizado chileno como es Diperk.

El grupo electrógeno que se adecuaba a los criterios de potencia, voltaje y frecuencia corresponde al modelo P500P3/P550E3 de 400 kW de potencia y cuya hoja de características se pueden ver en el anexo V.

### 5.3.4 Búsqueda de baterías del mercado Chileno

Se eligió la batería Intensium Max +20E de Saft para el sistema híbrido. Sus datos se pueden ver en el anexo VI.

#### Justificación:

Dada la gran demanda energética de las cargas de la mina, entorno a 10MWh/día, no existe fabricantes o distribuidores chilenos que proporcionen baterías de tal características. Si elegimos, a modo de ejemplo, la batería más energética del proveedor *Aquito Solar* (mencionado en el apartado 8.3.2) necesitaríamos un mínimo 662 baterías para tener una

autonomía de dos horas, un número impensable para realizar todo el conexionado entre ellas. Este cálculo se puede comprobar a partir de los datos proporcionados por el fabricante:

$$N_{bat} = \frac{DA \cdot d}{C_N \cdot U_N \cdot DOD_{max} \cdot F_t} \cdot C_s$$

Donde:

DA: Días de autonomía (0.083 días)

D: Demanda eléctrica diaria (10MWh/día)

C<sub>N</sub>: Capacidad nominal de la batería (220 Ah)

U<sub>N</sub>: Tensión nominal de la batería (12V)

DOD<sub>max</sub>: Profundidad de descarga máxima de la batería (0.7)

F<sub>t</sub>: Factor de corrección de temperatura para la capacidad de la batería (0.75 para una temperatura ambiente -3°C y una corriente de descarga de 0.1 C)

C<sub>s</sub>: Coeficiente de seguridad (1.1)

Ante esto, se realizó un estudio de mercado en el que se vieron grandes fabricantes como Valence, Kokam, Samsung, etc. y finalmente se escogió el fabricante francés por su calidad y profesionalidad así como su gran experiencia en baterías para el mercado de las energías renovables. Saft ha realizado numerosos proyectos como el de ILIS (Acciona), SEPTA (Southeastern Pennsylvania Transportation Authority), STORE (Endesa), HELCO (Hawaii Electric Light Company), etc.

Aunque la batería elegida sea muy costosa, en torno a 600€/kWh, hay una gran tendencia del mercado hacia esta tecnología y el departamento de energía de estados unidos prevé una caída del precio a los 200€/kWh. Además, el ion litio tiene numerosas ventajas frente a otras baterías como las de plomo ácido, las cuales son muy pesadas, no admiten sobrecargas ni descargas muy profundas, se degrada por sulfatación y a bajas temperaturas (nuestro caso) se puede deteriorar. Las baterías de Li-ion poseen una elevada densidad de energía, poco peso, gran capacidad de descarga, alto voltaje por célula, mínimo efecto memoria, descarga lineal, larga vida, facilidad para saber la carga que almacenan y muy baja tasa de auto-descarga.

Finalmente, la determinación de la elección de la Intensium Max +20E se debe a que se ajusta perfectamente a los requerimientos de nuestro sistema:

- Energía: 850 kWh (dos horas)
- Potencia pico descarga (500 kW)
- Potencia pico carga (250 kW)

(Datos calculados tras varias simulaciones en Homer)

### 5.3.5 Búsqueda de convertidores bidireccionales

Se ha escogido el convertidor bidireccional 1000TL B400 DCAC Indoor de Ingeteam. Su hoja de características se puede ver en el anexo VII.

#### Justificación:

Se ha decidido utilizar un inversor bidireccional en lugar de un inversor y un rectificador en paralelo debido a que resulta más barato y su mantenimiento y control es más sencillo. Tampoco se ha escogido la opción de utilizar sólo un inversor porque entonces los generadores eólico y diésel no podrían alimentar la batería. La opción de utilizar sólo un rectificador también se descarta porque ni la batería ni los paneles fotovoltaicos podrían alimentar las cargas.

Debido a que los proveedores de Chile no proporcionan convertidores de gran potencia, tan sólo hasta 5kVA aproximadamente, se realizó un estudio de mercado de convertidores de gran potencia. En él que se compararon convertidores de fabricantes como SMA, Ingeteam y Kako.

Finalmente, la determinación de la elección del convertidor 1000TL B400 DCAC se debe a que se ajusta perfectamente a los requerimientos de nuestro sistema, en términos de tecnología de batería, potencia, tensión, corriente y frecuencia:

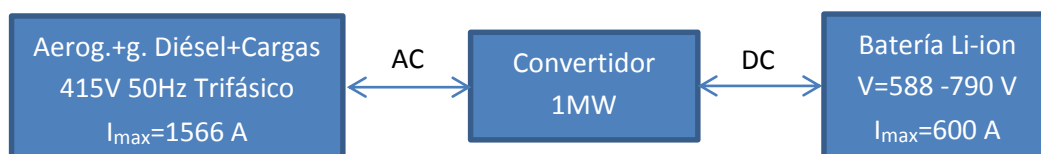


Figura 93-Ajuste del convertidor a los requerimientos el sistema. Fuente: elaboración propia

## 6 SIMULACION

### 6.1 HOMER

En los siguientes apartados se describen las restricciones, variables de entrada y elecciones realizadas para dimensionar, simular y optimizar el sistema híbrido eólico-solar-diésel con almacenamiento y convertidor bidireccional mediante la herramienta informática Homer Energy.

#### 6.1.1 Configuración del sistema

Como se comentó en el apartado 5.1.2 la configuración elegida para la simulación del sistema híbrido es la configuración en paralelo, por presentar mayor número de ventajas frente al resto de configuraciones. En ella se considera una única carga en el bus AC que podrá ser abastecida combinando diversas fuentes de energía, bien sea mediante los aerogeneradores y grupo diésel o mediante el sistema fotovoltaico y de almacenamiento a través del convertidor bidireccional.

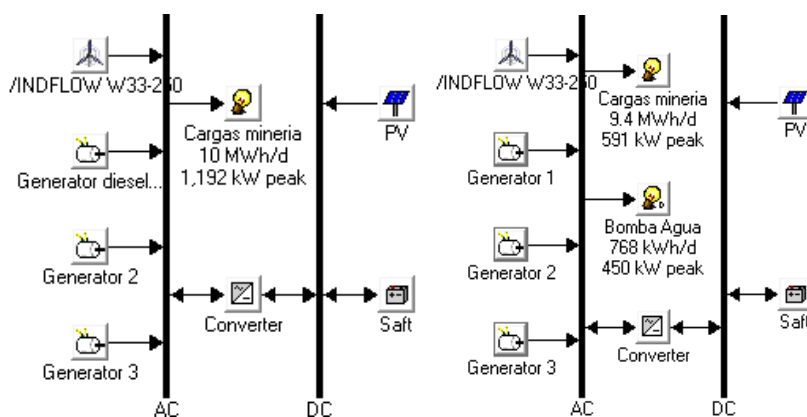


Figura 94-Configuración del sistema híbrido. Fuente: Homer

#### 6.1.2 Control del sistema

En la ventana “System Control Inputs” podemos indicarle a Homer como queremos que trabaje nuestro sistema.

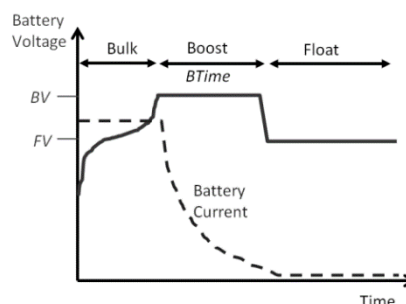
Las simulaciones se van a realizar en intervalos de 1 hora.

Según el funcionamiento del generador diésel, HOMER propone dos tipos de estrategias:

- Load following (seguimiento de carga): bajo esta estrategia, el generador diésel produce sólo la potencia necesaria para satisfacer la demanda, esto es un inconveniente para el rendimiento del generador, ya que por debajo de la potencia nominal este disminuye. En el caso de que no tuviéramos ningún otro generador en el lado de alterna, carecería de sentido incorporar un convertidor bidireccional ya que no sería posible cargar las baterías con el generador diésel. Seguimiento de la demanda suele ser óptimo en sistemas con una gran cantidad de energías renovable, en la que la energía producida excede la carga.
- Cycle charging (ciclo cargador): es la estrategia más óptima en los sistemas con poca o ninguna energía renovable. Con esta opción, el generador siempre que funcione,

lo hace a pleno rendimiento, de modo que se logra una mayor eficiencia que en la anterior estrategia, “*load following*”. La energía sobrante se almacena en las baterías, por lo que es necesario incorporar un convertidor de doble dirección. El generador trabaja hasta que llega al “*setpoint state of charge*”, que es el punto en el que la batería ya ha llegado a un determinado porcentaje de carga. Este punto se situará en 80% para evitar que el generador diésel destruya las baterías por sobrecarga:

La carga de las baterías pasa por varias etapas, entre ellas la etapa bulk y la etapa de absorción. En la primera de ellas, se carga las baterías a intensidad máxima, de manera que el voltaje aumenta rápidamente. Una vez alcanzado el 80-90% de carga, empezaría la carga fina, en la que el voltaje es constante y la corriente suministrada disminuye lentamente hasta que la batería se carga al 100%.



Simulation

Simulation time step (minutes)

Dispatch strategy

☒ Load following

☒ Cycle charging

☒ Apply setpoint state of charge (%)

Generator control

☒ Allow systems with multiple generators

☒ Allow multiple generators to operate simultaneously

☒ Allow systems with generator capacity less than peak load

Other settings

☐ Allow systems with two types of wind turbines

☐ Allow excess electricity to serve thermal load

☐ Limit excess thermal output (% of load)

Figura 95-Inputs del control del sistema. Fuente: Homer

Se compararán las dos tipos de estrategias, *load following* y *cycle charging*, por el gran interés que tiene el estudio del comportamiento del sistema en cada caso.

En cuanto a los demás parámetros de la ventana de control de Homer, se marcarán las siguientes casillas:

- Permitir la posibilidad de que el sistema disponga de múltiples generadores y que estos puedan operen simultáneamente.
- Permitir que la capacidad de los generadores pueda ser menor que la carga pico.

No se marcarán las demás casillas ya que el sistema no tendrá turbinas eólicas de varios tipos y tampoco tendrá cargas térmicas.

### 6.1.3 Restricciones

Las restricciones son las condiciones que debe cumplir el sistema. Aquellos sistemas que no las cumplan, Homer los descartará, por lo que no aparecerán en los resultados de sensibilidad o de optimización.

Puesto que nuestro sistema dispone de un grupo electrógeno que puede asegurar el cubrimiento total de la demanda pico, se considera como restricción fundamental el abastecimiento del 100% de la demanda, por lo que se introducirá el valor 0% en la casilla de “*Maximum annual capacity shortage*” (máxima capacidad anual de escasez).

Este hecho mejorará considerablemente la seguridad en la mina, así como la calidad de vida en el campamento.

Se introduce, además, restricciones relacionadas con la reserva operativa. La reserva operativa, es la capacidad excedente de operación que garantiza un suministro de electricidad fiable, incluso si la carga aumenta o las energías renovables disminuyen repentinamente. Homer define este parámetro utilizando cuatro variables, dos relacionadas con la variabilidad de la carga eléctrica y dos relacionadas con la variabilidad en las energías renovables. La reserva total requerida es la suma de los cuatro valores resultantes de estas cuatro entradas. En las simulaciones, HOMER operará el sistema de manera que mantenga la reserva operativa igual o mayor a dicho valor calculado. Cualquier déficit se registra como una escasez de capacidad. Se escogen unos valores típicos de disminución de la reserva operacional del 10% por parte de la demanda, 25% por parte de la fotovoltaica y 50% por parte de la eólica. Este último valor, es mayor que la fotovoltaica debido a que el recurso eólico es más variable que el recurso solar.

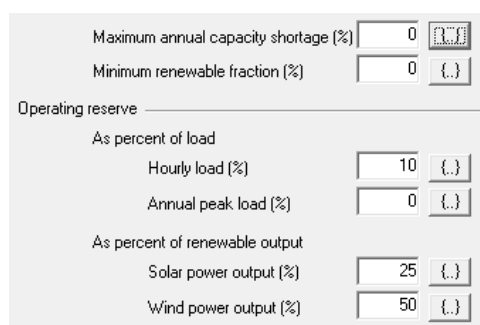


Figura 96-Restricciones. Fuente: Homer

Por último, no se marcará ninguna restricción respecto a la mínima fracción renovable que debe de tener nuestro sistema (*Minimum renewable fraction*) por el interés que tiene estudiar los sistemas sin generadores renovables.

### 6.1.4 Parámetros económicos

Homer aplica los siguientes parámetros económicos para calcular el NPC y COE:



- Tasa de interés real anual

Es el tipo de interés esperado teniendo en cuenta la pérdida de valor del dinero a causa de la inflación. Se puede obtener de manera aproximada restando al tipo de interés nominal (a la que se consigue un préstamo) la tasa de inflación (ecuación de Fisher). Sin embargo su cálculo exacto comprende la siguiente ecuación:

$$\frac{1 + r_N}{1 + \pi} = 1 + r_R$$

Donde:

$r_N$ : Tipo de interés nominal

$r_R$ : Tipo de interés real

$\pi$ : Inflación esperada

En nuestro caso se consultaron datos de Banco Mundial<sup>[39]</sup> y dado que aún no se tienen datos del año 2015 (inicio del proyecto) se utilizó una tasa de interés del 5.63%, correspondiente a la media de los años comprendidos entre 2008 y 2013.

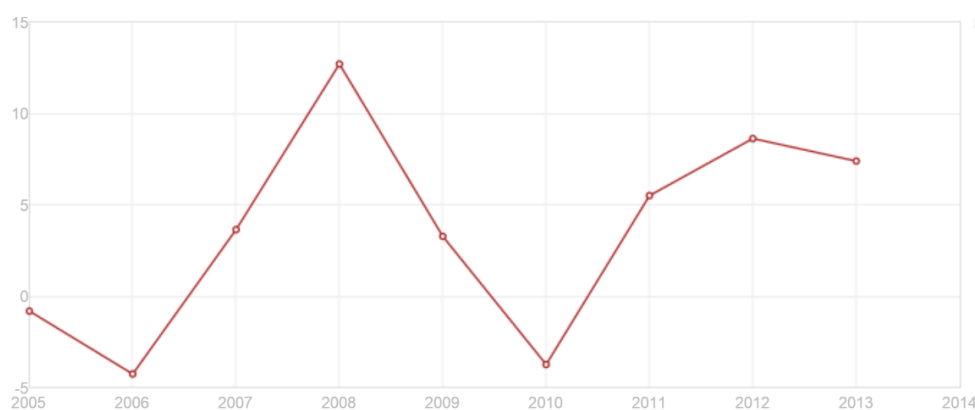


Figura 97-Tasa de interés real de Chile. Fuente: Banco Mundial

- Vida del proyecto:

Se considera una vida del proyecto de 20 años, horizonte que coincide con la vida útil de los aerogeneradores, batería y convertidor.

- Penalización por escasez de capacidad/emisiones

Homer permite la opción de aplicar una penalización en el caso de que se interrumpa el suministro de energía a las cargas eléctricas o en el caso de que se produzcan ciertas emisiones de gases como el monóxido de carbono, dióxido de carbono, etc. Es una opción muy interesante sobre todo cuando el sistema sirve para abastecer la demanda de tu cliente, lo cual es muy típico en el sector minero de Chile. Sin embargo, por simplicidad se supondrá nulas las penalizaciones.

### 6.1.5 Demanda

Homer incorpora la posibilidad de introducir cargas de distintos tipos como las prioritarias, las diferibles y las térmicas. Las prioritarias son aquellas que deben abastecerse inmediatamente con el fin de evitar una demanda insatisfecha. Respecto a las cargas diferidas y térmicas, estas no son prioritarias y se abastecerían en el caso de que se produzca un exceso de energía, pudiendo aumentar la eficiencia del sistema. Como por ejemplo, esto podría pasar con el bombeo de agua de la mina, ya que no es necesario que la bomba este continuamente trabajando, y/o con el calentamiento del agua del campamento o de los vestuarios, que no es prioritario.

Se consideraran dos tipos de escenarios, con y sin carga diferible, por el gran interés que tiene realizar simulaciones de este tipo. La carga diferible estudiada será la bomba de agua de la mina.

#### 6.1.5.1 Cargas primarias

Este apartado corresponde al escenario en el que todas las cargas son prioritarias.

Se introducen los datos horarios de demanda vista en el apartado 3.10.11. Además, para obtener unos datos de demanda más realistas, se utilizan unos valores de variación aleatoria del 6% de una hora a otra y del 9% de un día a otro.

Las curvas y gráficos así obtenidos en Homer son los siguientes:

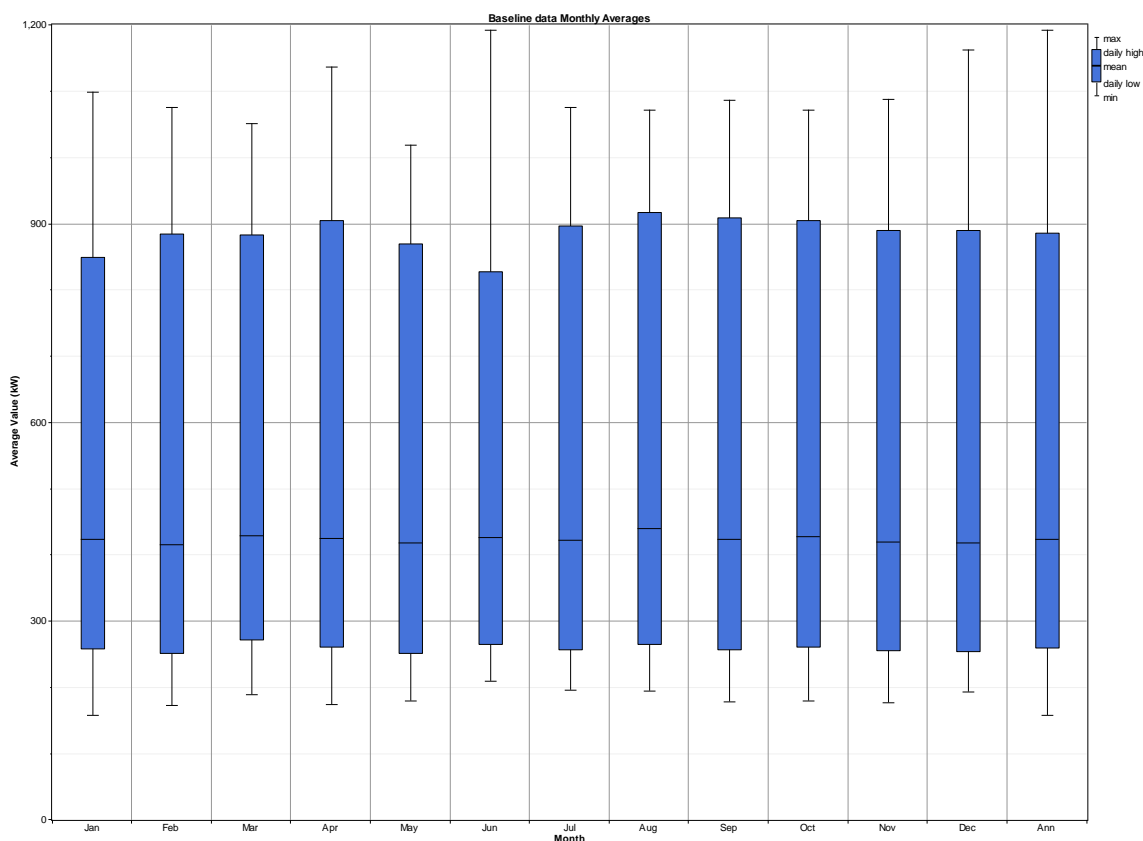


Figura 98- Datos de referencia promedios mensuales. Fuente: Homer

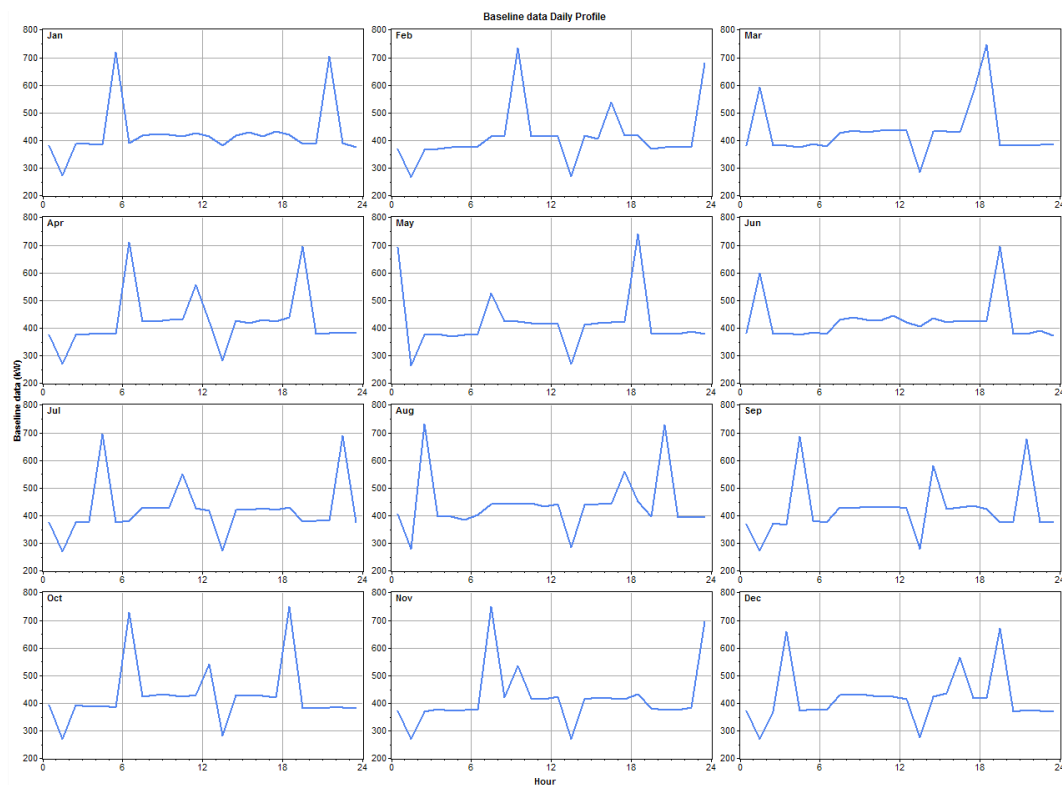


Figura 99-Datos de referencia del perfil diario. Fuente: Homer

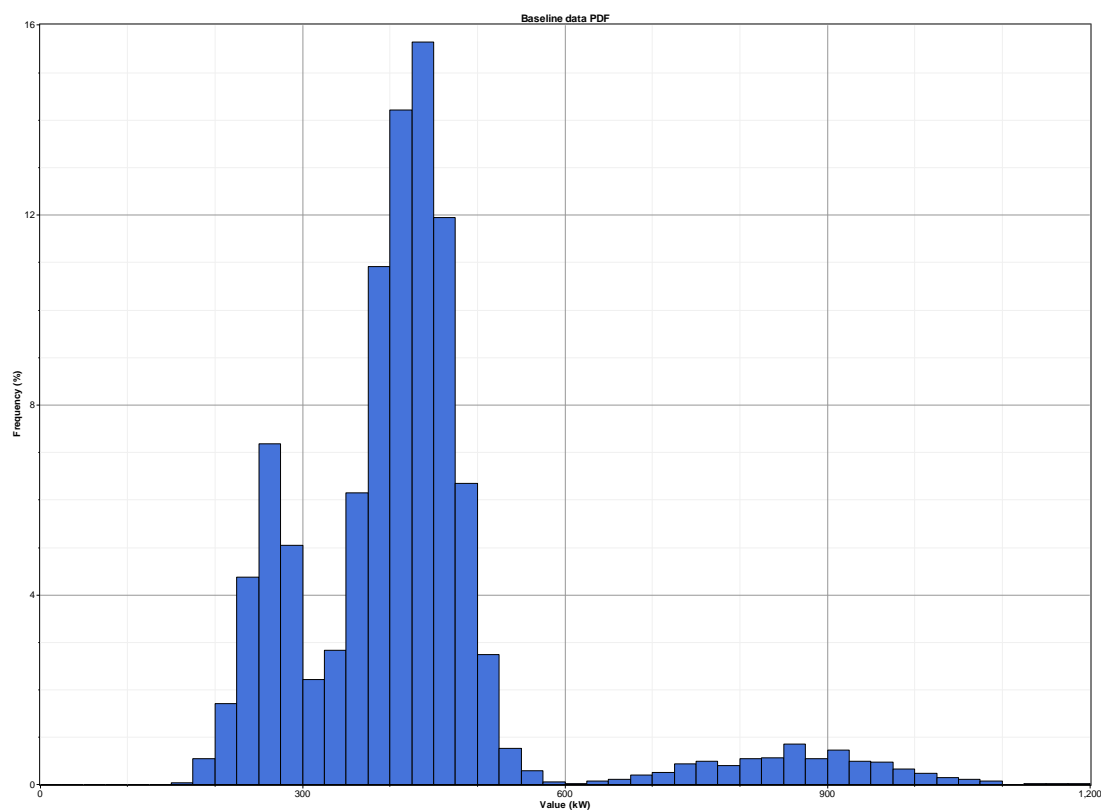


Figura 100-Distribución de frecuencia (%) de potencia (kW). Fuente: Homer

#### 6.1.5.2 Cargas primarias y carga diferible

En este apartado, las cargas simuladas son del tipo primarias excepto la bomba de agua. Para introducir una carga diferible en Homer, este solicita la siguiente información:

- Capacidad de almacenamiento: es el tamaño del tanque de almacenamiento, expresado en kWh de energía necesarios para llenarlo. Como se vio en el apartado 3.10.3, la capacidad del sumidero es de 10.000l. A la bomba le llevaría 1 hora a plena potencia evacuar el tanque, por lo que la capacidad de almacenamiento es de 1 hora veces 450kW, es decir, 450kWh.
- Carga pico: es la cantidad máxima de potencia, en kW, que puede proporcionar el accionamiento. En una aplicación de bombeo de agua, es igual a la potencia nominal. En este caso, la carga pico es 450 kW.
- Mínimo factor de carga: es la cantidad mínima de energía que puede servir a la carga diferible, expresado como porcentaje de la carga pico. También, como se vio en el apartado 3.10.3, en una aplicación de bombeo de agua suele estar cercano al 67%.
- Consumo medio: es la cantidad de energía diaria requerida para mantener el nivel constante del sumidero. Como se supuso en el apartado 3.10.3, el tanque se llena dos veces cada día entre semana y una vez los fines de semana. Aplicando factores de variación aleatoria y realizando un promedio, se obtiene que el consumo medio es de 768kWh/día, es decir, la bomba trabaja 1,7 horas veces al día 450kWh.

En cuanto a las cargas prioritarias, se ha procedido a introducir los valores del mismo modo que para el anterior caso, incluido los factores de variación aleatoria. Sin embargo, se le ha descontado la carga de la bomba, ya que esta ahora forma parte de la carga diferible, resultando las siguientes gráficas:

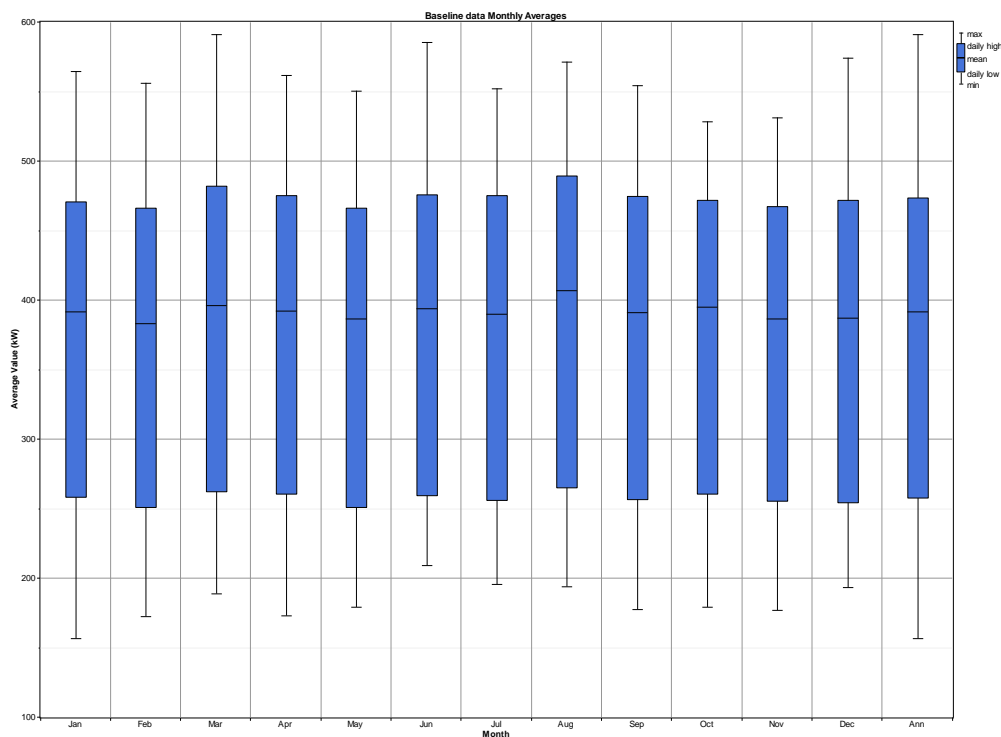


Figura 101-Datos de referencia promedios mensuales. Fuente: Homer

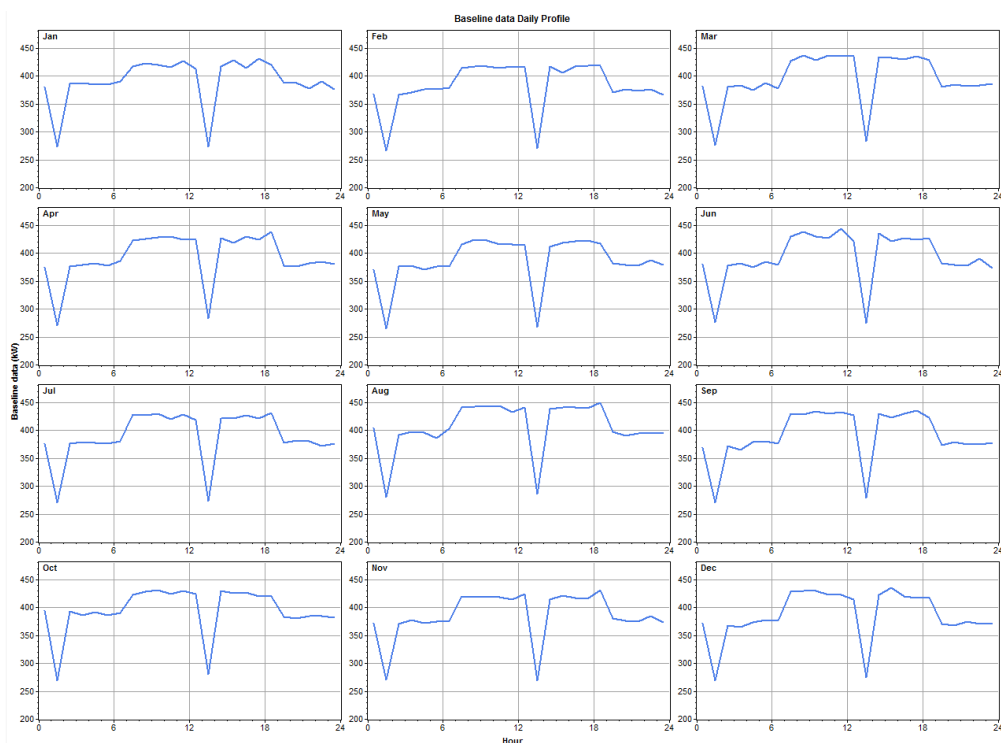


Figura 102-Datos de referencia del perfil diario. Fuente: Homer

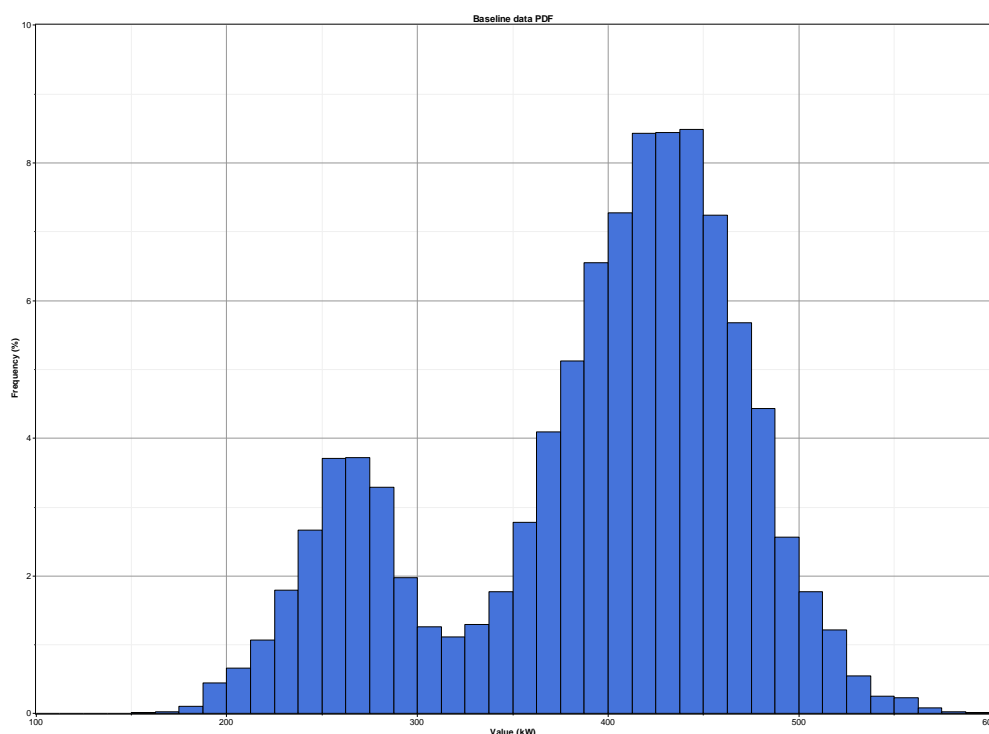


Figura 103-Distribución de frecuencia (%) de potencia (kW). Fuente: Homer

### 6.1.6 Precio del combustible

El precio del combustible es un parámetro que Homer requiere para realizar las simulaciones. De él depende el óptimo dimensionamiento del sistema por lo que es un aspecto crítico a tener en cuenta.

La Comisión Nacional de Energía del Gobierno de Chile proporciona un sistema de información en línea de precios de combustibles de todas las estaciones de servicio del país así como su ubicación <sup>[36]</sup>.

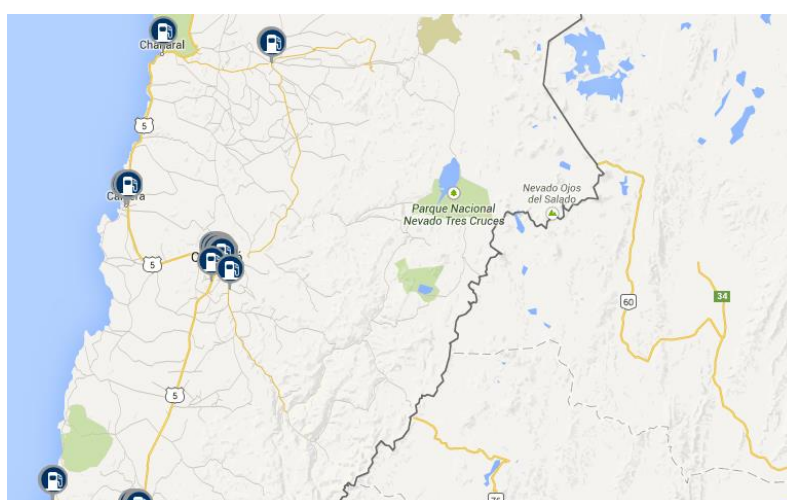


Figura 104-Estaciones de servicio de diésel en la región de Atacama. Fuente: Comisión Nacional de Energía de Chile

La estación de servicio más cercana a la mina, se encuentra en Diego de Almagro, a 91.72km en línea recta. El precio del diésel en la estación es de 520<sup>5</sup> pesos chilenos por litro, lo que equivale a 0.8 €/l. Sin embargo, a este precio se le debe aplicar costes extras derivados del transporte hasta la mina. Suponiendo que el transporte dura 2.5 horas y lo realiza un conductor con un salario de 11450 pesos chilenos por hora, con un coche 4x4 pick up de consumo 12l/100km y con capacidad de almacenamiento de 1000l, el incremento resultaría de 0.025€/l, resultando un precio final de 0.825€/l. Este es el precio que se escoge para la mayoría de las simulaciones en Homer.

Sin embargo, no se puede asegurar que el precio vaya a continuar siendo el mismo a lo largo de los 20 años del proyecto. Desde el año 1994, el precio del diésel en la región de Copiapó ha tenido una tendencia a incrementarse como muestra la siguiente figura.

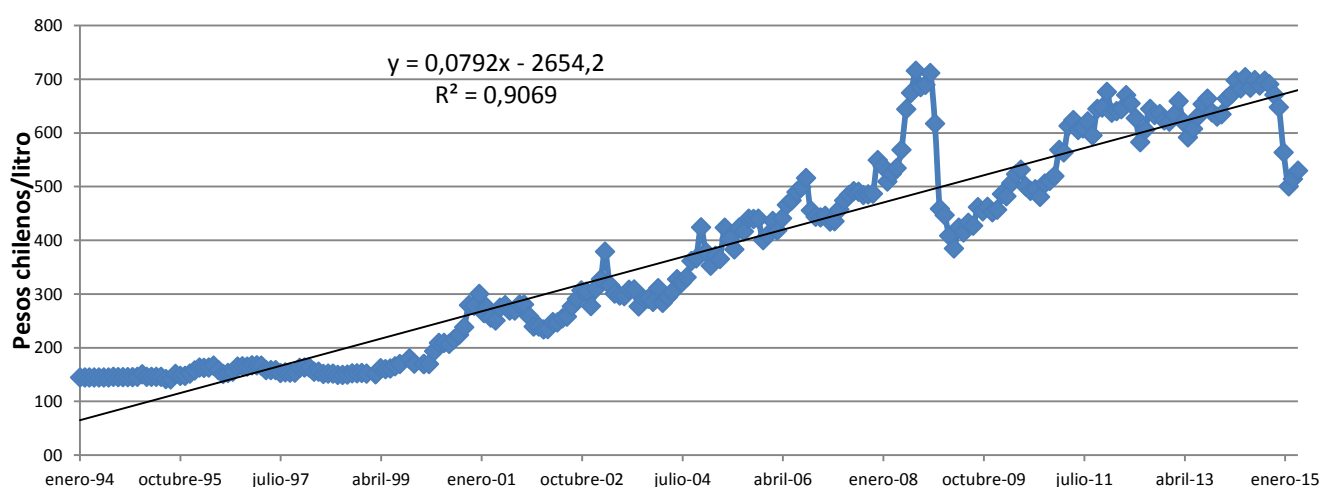


Figura 105-Precio Diésel en la región de Copiapó a lo largo de los años. Fuente: Comisión Nacional de Energía de Chile

Siguiendo con esta tendencia, en el año 2035 el precio del diésel habría ascendido hasta los 1258.28 pesos chilenos/litro, lo que supone 1.925€/l.

Lamentablemente, Homer no permite la opción de utilizar una tasa de inflación en el precio del diésel. Por lo tanto, la única opción que queda para analizar el posible aumento del precio y su influencia en el dimensionamiento del sistema, es la realización de un análisis de sensibilidad. En un apartado posterior, se verá dicho análisis en el que se van a simular diferentes escenarios desde 0.825 €/l hasta 1.925€/l.

### 6.1.7 Recurso solar

Aunque Homer te proporciona la opción de introducirle las coordenadas geográficas y la zona GMT para que busque y proporcione datos vía internet de radiación global horizontal, se

<sup>5</sup> Precio publicado a fecha de 14 de abril de 2015

procede a introducir los datos del recurso solar tal y como se ha mostrado en el apartado 4.2.8.1.

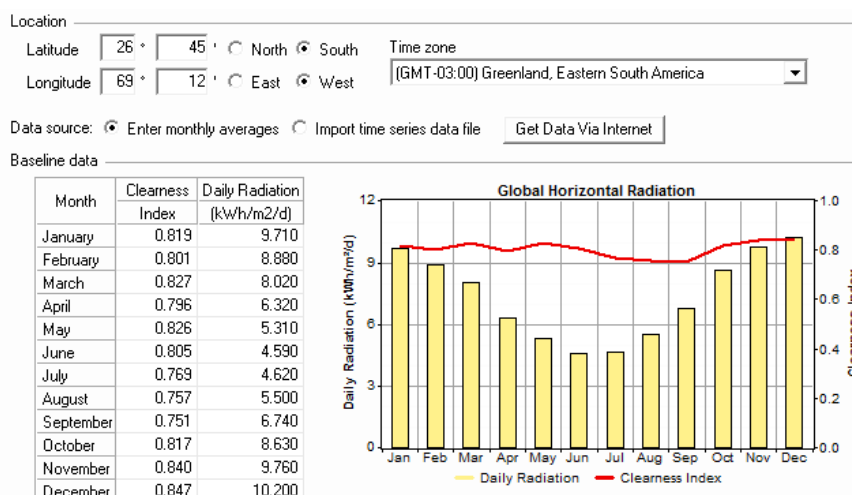


Figura 106-Introducción datos de radiación a Homer. Fuente: Homer

El índice de claridad es una medida de la claridad de la atmósfera. Es un número adimensional entre 0 y 1, definido como la relación entre la radiación en la superficie y la radiación extraterrestre. Homer lo calcula a partir de la radiación global horizontal que introducimos en la segunda columna.

Además, Homer realiza una serie de cálculos y proporciona gráficas como la siguiente:

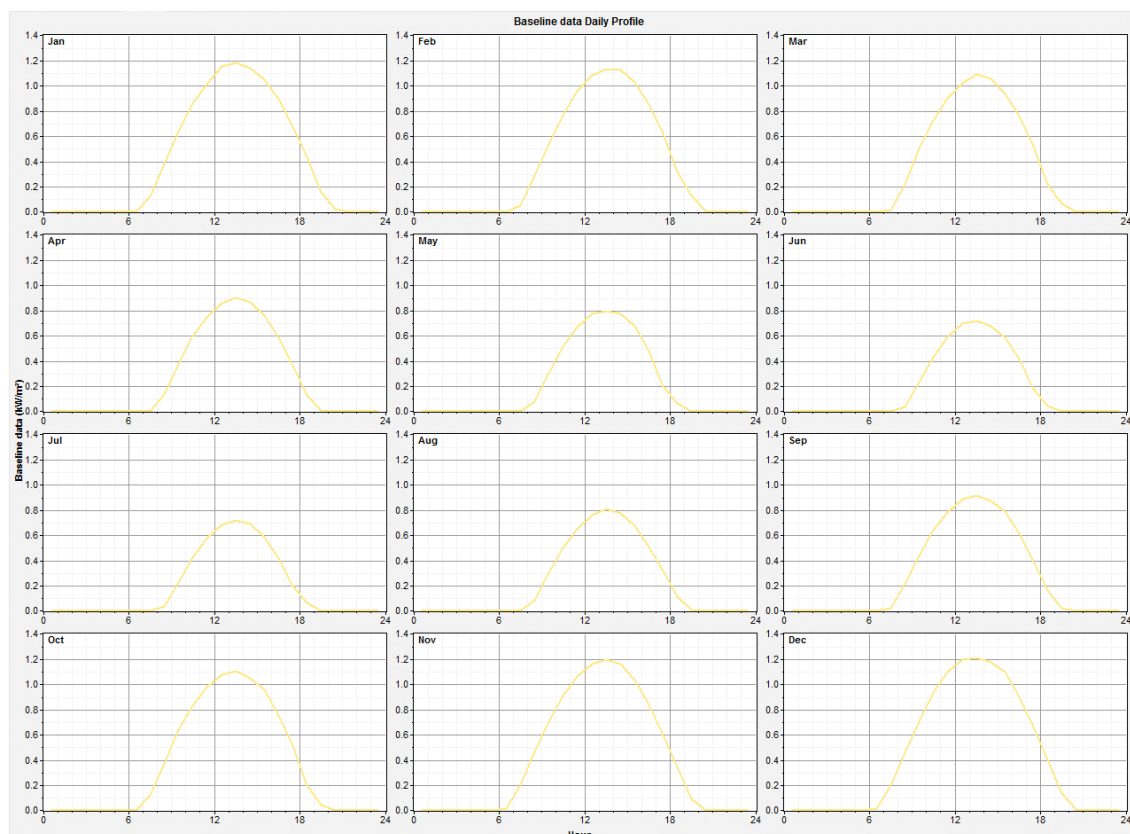


Figura 107- Perfiles diarios para cada mes. Fuente: Homer



### 6.1.8 Temperatura

Se debe activar esta ventana, ya que Homer por defecto no tiene en cuenta la temperatura para las simulaciones.

Se importan los datos de temperatura ambiente para cada hora. Estos datos han sido proporcionados por el explorador solar de Chile y servirán para el cálculo más real de la potencia generada por el sistema fotovoltaico para cada paso de tiempo.

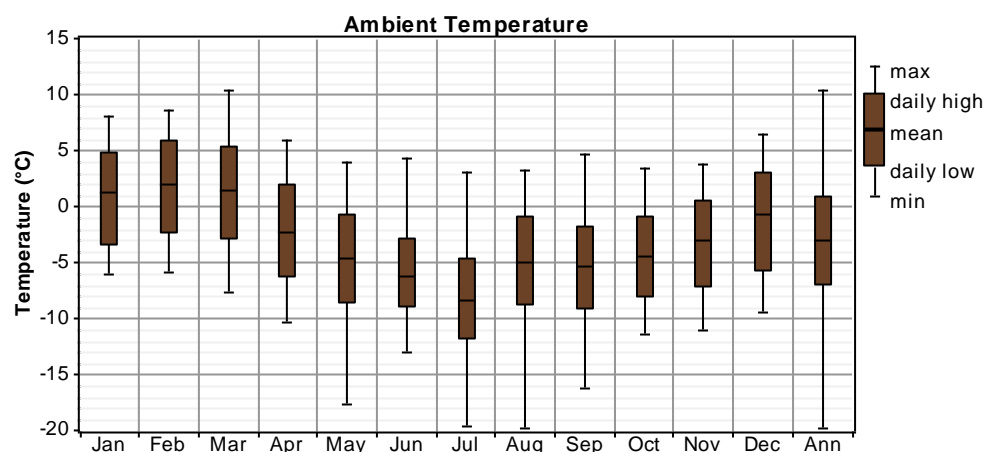


Figura 108-Temperatura ambiente del emplazamiento de la mina elegida a lo largo del año. Fuente: Homer

### 6.1.9 Generador fotovoltaico

Se introducen los parámetros del módulo elegido, SunEdison F325ByC como se definió en el apartado 8.3.2. En la siguiente tabla se resumen los valores referentes al generador PV:

	Valor	Comentario
Corriente eléctrica	DC	Se le indica a Homer que la generación se produce en continua.
Coste inicial (\$)	982190 y 9821905	Valores correspondientes a 0.5MW y 5MW, y calculados a partir de un incremento del 65.5% del coste del módulo. El incremento se debe a costes de transporte, obra civil, estructura, etc. Con sólo dos valores, Homer es capaz de extrapolar los costes para los demás casos.
Coste reemplazamiento (\$)	593469 y 5934686	Valores correspondientes a 0.5MW y 5MW. En este caso, sólo se supone el coste del módulo.
Coste O&M (\$/año)	9500 y 100000	Obtenido a partir de un ratio de 19\$/kW y 20\$/kW como indica NREL <sup>[34]</sup>
Seguidor	No	La incorporación de un seguidor al sistema PV permite maximizar la producción energética. Sin embargo, se opta por una estructura fija para evitar costes de mantenimiento asociados a un seguidor, el cual exigiría personal cualificado, aspecto que no interesa en una mina asilada de los núcleos urbanos.
Vida útil (años)	33	Se escoge un valor de 33 años, ya que hoy en día los sistemas PV tienen 33 años de vida media (datos NREL)

<b>Factor de reducción (%)</b>	80	Tiene en cuenta la suciedad, pérdidas de cableado, el sombreado, nieve, envejecimiento, etc. y sirve para acercarse más a la realidad. Se escoge un valor típico de 80.
<b>Inclinación (°)</b>	26.76	Ángulo con que se monta el panel respecto de la horizontal. Se escoge un valor igual a la latitud para maximizar la producción energética.
<b>Azimut (°)</b>	180	El panel queda orientado al norte, ya que nos encontramos en el hemisferio sur y las estructuras fijas siempre se colocan hacia el ecuador.
<b>Reflectancia (%)</b>	20	Se escoge un valor medio de albedo entre 12% y 30% ya que los terrenos de la mina seleccionada se dividen entre tierras sin vegetación y arena.
<b>Coeficiente de temperatura de potencia (%/°C)</b>	-0.45	Proporcionado por el fabricante a través de su hoja de características.
<b>TONC (°C)</b>	47	Proporcionado por el fabricante a través de su hoja de características.
<b>Eficiencia condiciones estándar (%)</b>	16.61	Aunque el fabricante lo proporciona en sus hojas de características (anexo II), se ha preferido calcularlo: $Y_{pv}/(A_{pv} \cdot G_t, \text{etc})$ . En un principio debería resultar el mismo valor.
<b>Potencias a simular (kW)</b>	0, 300.3, 600.275, 900.25, 950.3, 1000.025	Homer realizará simulaciones de 0 a 1MW (3077 módulos) de potencia PV y escogerá la opción de menor NPC. Mediante la opción de 0 kW podremos ver cómo influye al sistema la ausencia de generación fotovoltaica.

Tabla 48-Parámetros del sistema fotovoltaico para la simulación en Homer. Fuente: elaboración propia

### 6.1.10 Recurso eólico

Se introducen las velocidades medias mensuales para una altura de 50 metros tal y como se ha mostrado en el apartado 7.2.8.2.

Sin embargo, para que Homer pueda sintetizar los datos del recurso eólico, requiere los siguientes datos adicionales:

- Altitud:

Homer no deja la opción de introducir una densidad de aire. En su lugar, el programa la calcula a partir de la altitud, a través de la siguiente fórmula (su desarrollo se puede ver en el anexo VIII).

$$\frac{\rho}{\rho_0} = \left(1 - \frac{Bz}{T_0}\right)^{\frac{g}{RB}} \left(\frac{T_0}{T_0 - Bz}\right)$$

Donde:

$\rho$  = densidad del aire a la altitud  $z$

$\rho_0$  = densidad del aire en condiciones estándar (1.225 kg/m<sup>3</sup>)

$B$  = Gradiente adiabático (0.0065 K/m)

$z$  = altitud (m)

$T_0$  = temperatura estándar (288.16K)

$g$  = aceleración de la gravedad ( $9.81 \text{ m/s}^2$ )

$R$  = Constante universal de los gases ideales ( $287 \text{ J/kgK}$ )

Introduciendo el valor de la altitud de nuestro emplazamiento, 4454m, se obtiene una densidad de  $0.78 \text{ kg/m}^3$ , la cual está muy próxima al valor ofrecido por el explorador eólico, que es  $0.77 \text{ kg/m}^3$ .

- Factor de auto-correlación:

Indica el grado de dependencia de la velocidad del viento en una hora (en promedio) de la velocidad del viento en la hora previa. Es una medida de la aleatoriedad que normalmente varía entre 0.8 y 0.95. Se toma un valor de 0.85.

- Factor diurno:

Es una medida de cómo de intensa puede ser la dependencia de la velocidad del viento del momento del día. Se recomiendan utilizar valores entre 0 y 0.4. Se toma el valor de 0.25.

- Hora de velocidad pico del viento:

Es el momento del día con mayor tendencia a alcanzar una velocidad de viento mayor. Normalmente el valor se sitúa entre las 14 y 16 horas. En nuestro caso, el explorador eólico nos lo proporciona a partir del ciclo diario del perfil vertical del año completo

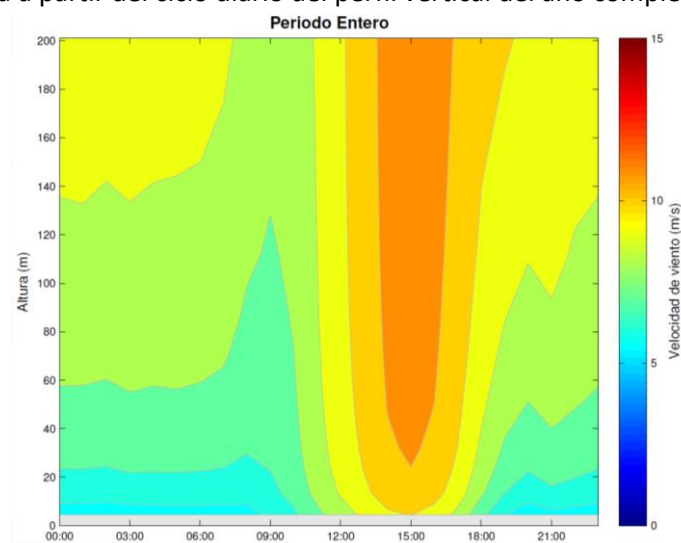


Figura 109-Ciclo diario del perfil vertical. Fuente: explorador eólico

La escala de colores indica la magnitud de la velocidad del viento. Los colores fríos, cercanos al azul, indican valores más bajos, y los colores cálidos, cercanos al rojo, indican valores más altos. Los contornos (líneas grises) tienen un intervalo de  $1 \text{ m/s}$ .

Se aprecia cómo los colores cálidos se sitúan alrededor de las 15 horas. Por tanto, en vista de la figura 22, se escoge un valor de 15h para el presente trabajo.

- Variación con la altura

Con esta opción que incorpora Homer, podemos describir cómo incrementa la velocidad del viento con la altura. Es una opción muy útil cuando no disponemos de datos de velocidad del viento a la altura del buje o cuando queremos comparar diferentes alturas de torre para nuestro aerogenerador.

Obstáculos como la vegetación o edificios tienden a disminuir la velocidad del viento cerca de la superficie. Este efecto decrece conforme incrementa la altura sobre el nivel del suelo, logrando una mayor velocidad del viento. Esta variación es nombrada como cizalladura del viento y es posible modelarla mediante dos modelos matemáticos, el logarítmico y la ley de potencia.

El perfil logarítmico asume que la velocidad del viento es proporcional al logaritmo natural de la altura sobre el suelo.

$$\frac{v(z_{buj e})}{v(z_{anem})} = \frac{\ln(z_{buj e}/z_0)}{\ln(z_{anem}/z_0)}$$

Donde:

$z_{buj e}$  = altura del buje de la turbina eólica (m)

$z_{anem}$  = altura del anemómetro (m)

$z_0$  = longitud de rugosidad de la superficie (m)

$v(z_{buj e})$  = velocidad del viento a la altura del buje (m/s)

$v(z_{anem})$  = velocidad del viento a la altura del anemómetro (m/s)

Por otro lado, el perfil de la ley de potencia asume que el ratio de las velocidades de viento sigue la siguiente expresión:

$$\frac{v(z_{buj e})}{v(z_{anem})} = \left( \frac{z_{buj e}}{z_{anem}} \right)^\alpha$$

Donde:

$\alpha$  = exponente de la ley de potencia.

Así, dependiendo de si elegimos un método u otro, deberemos indicarle a Homer el valor de la longitud de rugosidad o del exponente. En el caso de la longitud de rugosidad, Homer muestra una tabla orientativa de los distintos valores de  $z_0$  para cada tipo de terreno.

Terrain Description	$z_0$
Very smooth, ice or mud	0.00001 m
Calm open sea	0.0002 m
Blown sea	0.0005 m
Snow surface	0.003 m
Lawn grass	0.008 m
Rough pasture	0.010 m
Fallow field	0.03 m
Crops	0.05 m
Few trees	0.10 m
Many trees, few buildings	0.25 m
Forest and woodlands	0.5 m
Suburbs	1.5 m
City center, tall buildings	3.0 m

Tabla 49-Longitud de rugosidad para diferentes tipos de terreno. Fuente: Homer

En la práctica, se ha procedido a su cálculo mediante el explorador eólico, el cual proporciona datos de velocidades de viento para distintas alturas, resultando los siguientes valores:

$$Z_0 = 0.0015 \quad \alpha = 0.0999$$

De los dos métodos, se escogió el logarítmico por ser los resultados más próximos a los proporcionados por el explorador eólico de Chile.

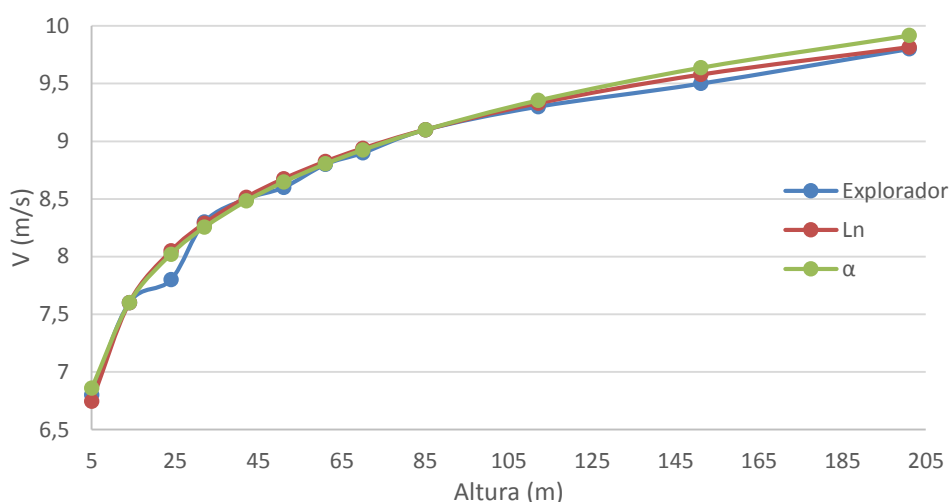


Figura 110-Comparación método logarítmico y ley de potencia. Fuente: elaboración propia

#### - Parámetro k de Weibull:

Como se dijo en el apartado 8.3.2, el factor de forma (k) y el factor de escala (c), son necesarios para construir la distribución de Weibull de las velocidades del viento. Homer permite introducir un valor de k, sin embargo, no deja escribir el valor de c. Esto es porque el programa lo calcula a partir del factor de forma.

Para calcular el valor de k de nuestro emplazamiento, se hará a partir del explorador eólico de Chile, el cual proporciona la distribución de frecuencia para el año completo:

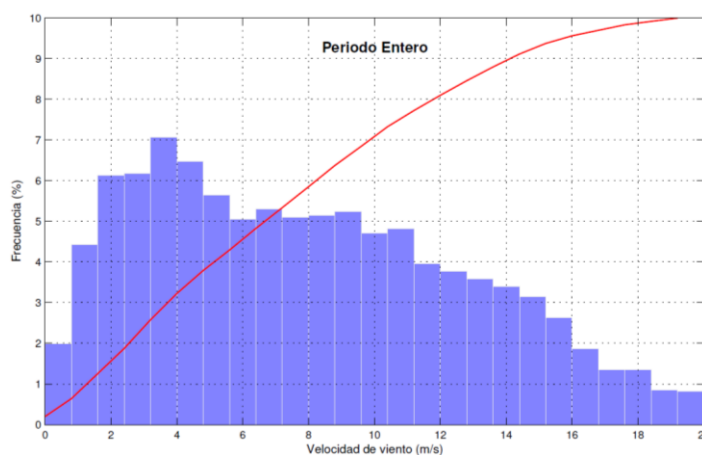


Figura 111-Distribución de frecuencia de la velocidad de viento a 50 m. Fuente: explorador eólico

Las barras azules representan el porcentaje de valores dentro de cada intervalo. La línea roja es la distribución de frecuencia acumulada  $F(v)$ .

Un método para el cálculo de  $k$ , consiste en ajustar mediante mínimos cuadrados la recta que se obtiene de la fórmula de la función de frecuencia acumulada:

$$F(v) = 1 - \exp \left[ - \left( \frac{v}{c} \right)^k \right]$$

Aplicando dos veces logaritmos a ambos lados de la expresión se obtiene:

$$k \cdot \ln(v) - k \cdot \ln(c) = \ln[ -\ln(1 - F(v)) ]$$

Si sustituimos  $y = \ln[ -\ln(1 - F(v)) ]$  y  $x = \ln(v)$  obtenemos la siguiente recta:

$$y = k \cdot x - k \cdot \ln(c)$$

El ajuste por mínimos cuadrados se representa gráficamente a través de la siguiente figura:

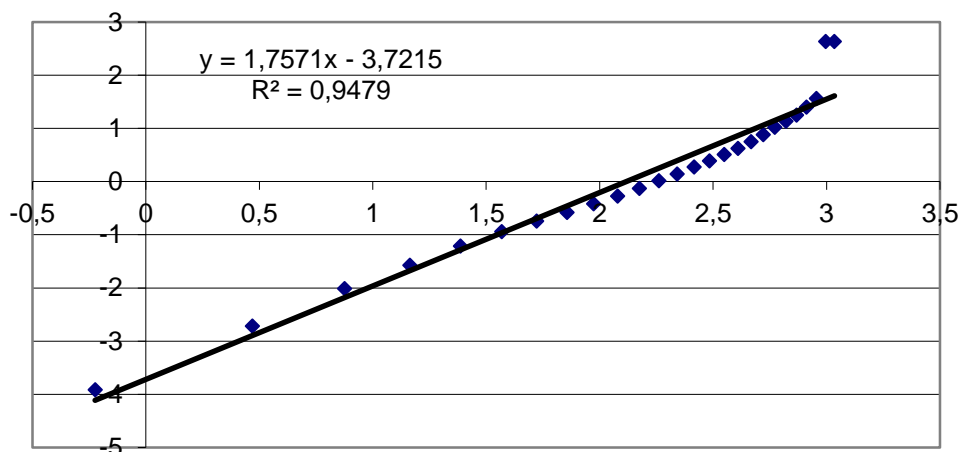


Figura 112-Ajuste por mínimos cuadrados para el cálculo del factor de forma ( $k$ ). Fuente: elaboración propia

La recta resultante es la siguiente:

$$y = 1.7571x - 3.7215$$

El factor de forma se obtiene a partir de la pendiente de la recta:

$$k = 1.8$$

De esta forma se tienen definidos todos los inputs que necesita Homer para la síntesis de los datos del recurso eólico.

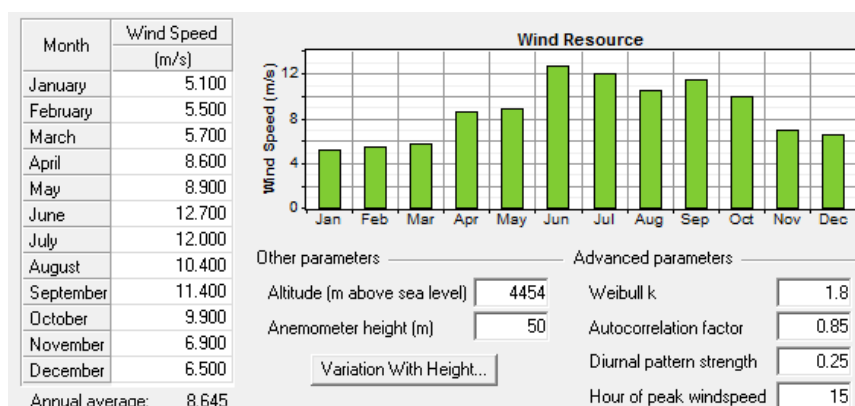


Figura 113-Inputs del recurso eólico. Fuente: Homer

### 6.1.11 Generadores eólicos

Se introducen los parámetros del aerogenerador elegido, WINDFLOW W33-250 como se definió en el apartado 8.3.1. En la siguiente tabla se resumen los valores referentes al generador eólico:

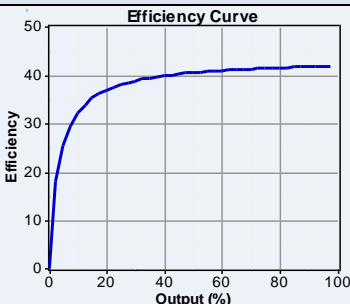
	Valor	Comentario
Corriente eléctrica	AC	Tal como muestra el fabricante en su hoja de características, se le indica a Homer que la generación se produce en alterna.
Curva de potencia		Se introduce la curva de potencia del aerogenerador en condiciones estándar. Homer se encargará de ajustarla para la altitud de nuestro emplazamiento.
Coste inicial (\$)	1004750 y 2644000	La primera cifra corresponde al coste para un aerogenerador (obtenido en el apartado 8.3.2 a partir de un ratio de 4019 \$/kW). La segunda cifra corresponde al coste de 4 aerogeneradores (el ratio disminuye a 2644 \$/kW). Con sólo dos valores, Homer es capaz de extrapolar los costes para los demás casos.
Coste reemplazamiento (\$)	854038 y 2247400	Hallado como el 85% del coste inicial
Coste O&M (\$/año)	8060 y 32240	Obtenido en el apartado 8.3.2 a partir de un ratio de 11€/MWh y recalculado para la nueva k
Altura buje (m)	50	Windflow ofrece dos tipos de torres para el aerogenerador, de 29 y 49 m. Se eligió la de 49 m, que equivale a una altura de buje de 50m.
Vida útil (años)	20	El fabricante promete un funcionamiento de la turbina de más de 20 años para el régimen de vientos más fuertes y turbulentos de la clasificación IEC.
Unidades a simular	0, 1, 2, 3 y 4	Homer realizará simulaciones de 0 a 4 aerogeneradores y escogerá la opción de menor NPC. Mediante la opción de 0 aerogeneradores

		podremos ver cómo influye al sistema la ausencia de generación eólica.
--	--	--

Tabla 50-Parámetros del aerogenerador para la simulación en Homer. Fuente: elaboración propia

### 6.1.12 Generadores Diésel

Se introducen los parámetros del grupo electrógeno elegido, P500P3/P550E3 como se definió en el apartado 8.3.3. En la siguiente tabla se resumen los valores referentes al generador diésel:

	Valor	Comentario
Potencia (kW)	400	Es la proporcionada por el fabricante. Aunque su potencia aparente sea 500kVA, el factor de potencia no es unitario
Tipo de combustible	Diésel	Los grupos de ignición por compresión (diésel) tienden a durar más que los motores de ignición por chispa (gasolina, propano o gas natural) además de ser más eficientes, aunque son más caros.
Corriente eléctrica	AC	Tal como muestra el fabricante en su hoja de características, se le indica a Homer que la generación se produce en alterna.
Curva de eficiencia		Calculada por Homer a partir del coeficiente de intercepción y la pendiente de consumición
Coste inicial (\$)	63800	Obtenido como 1.10 veces el coste del generador. El 10% adicional se supone por el transporte y adecuación del terreno
Coste reemplazamiento (\$)	58000	Se considera igual al coste de adquisición
Coste O&M (\$/h)	1	Se considera como el 52 % del coste de adquisición repartido entre las 30000 horas de vida útil
Ratio de carga mínimo (%)	30	Es la carga mínima permitida por el generador, expresado como porcentaje de su capacidad nominal. Homer evitará operar el generador por debajo ya que la eficiencia disminuye considerablemente.
Coeficiente de Intercepción (L/hr/kW rated)	0.00825	Es la consumición del generador dividido por su capacidad cuando no hay carga. Calculado a partir de la pendiente de consumo.
Pendiente de consumición (L/hr/kW output)	0.2349	Es la pendiente de consumición del generador. Calculada a partir de los consumos proporcionados por el fabricante con un combustible diésel con un peso específico de 0,84 y conforme a BS2869, Clase A2. Ver Anexo III, Sistema de Combustible.



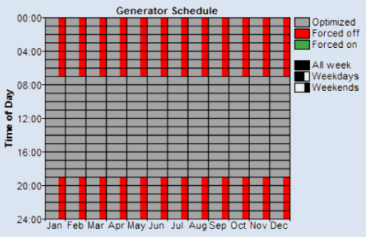
<b>Horario de uso del grupo</b>		Sirve para programar el tiempo de encendido o de apagado del generador. En este caso se le indica a Homer que los fines de semana solo está encendido de 7:00 a 19:00 (ya que en la mina no hay nadie para encargarse del combustible) y durante el resto de la semana se le indica que use el modo optimizado, en el que Homer decide cada hora si operar o no el generador basándose en la demanda y en los aspectos económicos frente al resto de los generadores. También se simulará el caso en el que todo el tiempo el generador funciona en modo optimizado.
<b>Ratio de recuperación de calor (%)</b>	0	Es el porcentaje de calor residual que puede ser usado para servir la carga térmica. Como nuestro sistema no dispone de cargas de este tipo, el valor es 0.
<b>Vida útil (horas)</b>	30000	La vida útil de un generador diésel refrigerado por líquido se sitúa a partir de las 20000 horas, pudiendo llegar hasta las 80000 horas. Dado que la velocidad del generador es relativamente baja (1500 rpm), cualidad que aumenta la longevidad, se sitúa en 30000 horas.
<b>Generadores a simular</b>	0, 1, 2, 3	Homer realizará simulaciones de 0 a 3 generadores diésel y escogerá la opción de menor NPC. Mediante la opción de 0 generadores podremos ver cómo influye al sistema la ausencia de generación fósil.
<b>Emisiones</b>	<p>Emissions factors</p> <p>Carbon monoxide (g/L of fuel) <input type="text" value="6.5"/></p> <p>Unburned hydrocarbons (g/L of fuel) <input type="text" value="0.72"/></p> <p>Particulate matter (g/L of fuel) <input type="text" value="0.49"/></p> <p>Proportion of fuel sulfur converted to PM (%) <input type="text" value="2.2"/></p> <p>Nitrogen oxides (g/L of fuel) <input type="text" value="58"/></p> <p>Destination of fuel carbon</p> <p>Carbon dioxide 99.5 %</p> <p>Carbon monoxide 0.4 %</p> <p>Unburned hydrocarbons 0.1 %</p> <p>Total 100.0 %</p>	Se dejan los parámetros definidos por Homer por defecto

Tabla 51-Parámetros del grupo electrógeno para la simulación en Homer. Fuente: elaboración propia

### 6.1.13 Baterías

Se introducen los parámetros de la batería elegida, Intensium Max +20E como se definió en el apartado 8.3.4. En la siguiente tabla se resumen los valores referentes al sistema de almacenamiento:

	Valor	Comentario
<b>Coste inicial (\$)</b>	630000	Calculado a partir de un ratio de 600 \$/kWh (incluye baterías, contenedor, sistema de refrigeración, Battery Management System (BMM) y Master Battery Management System (MBMM)). El 5% adicional se supone por el transporte e instalación.
<b>Coste reemplazamiento (\$)</b>	600000	Se considera igual al coste de adquisición (600 \$/kWh)
<b>Coste O&amp;M (\$/año)</b>	0	El fabricante proporciona un servicio de mantenimiento gratuito y auto-diagnósticos
<b>Capacidad</b>	1419	Proporcionado por el fabricante a través de la hoja de características.

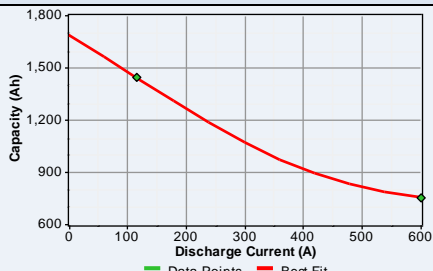
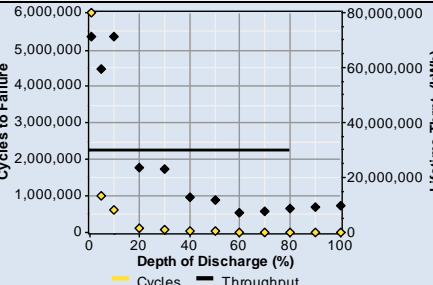
nominal (Ah)		
Voltaje nominal (V)	705	Proporcionado por el fabricante a través de la hoja de características. Hoy en día el mercado de las baterías tiende a incrementar el voltaje para minimizar las pérdidas de Joule, proporcionales al cuadrado de la corriente
Round trip efficiency (%)	94.5	Es la fracción de energía introducida en la batería que se puede recuperar. Típicamente es un valor cercano a 80%, sin embargo, Saft promete una eficiencia mayor del 97% cuando las condiciones son 20°C para una carga y descarga de una hora. Bajo condiciones similares, con la batería al 80% SOH (state of health), la eficiencia es mayor que 92%. Se escoge un valor medio de 94.5%
Mínimo estado de carga (%)	20	El estado relativo de carga (espresado como porcentaje de la capacidad total) por debajo del cual la batería puede dañarse. Depende del tipo de batería, e neste caso se escoge un valor de 20%
Float life (años)	20	La vida útil máxima de la batería, independientemente del uso. El fabricante promete un funcionamiento de la batería de 20 años con ciclos diarios al 60% DOD.
Velocidad máxima de carga (A/Ah)	1	Al no proporcionarlo el fabricante se condira un valor típico
Corriente máxima de carga (A)	600	Proporcionado por el fabricante
Energía total almacenada a lo largo de la vida útil(kWh)	29748652	Valor calculado por Homer a partir de la curva de vida útil. Es la media de los valores de energía calculados para cada profundidad de descarga mediante la siguiente fórmula: $E = n^{\circ} \text{ciclos} * DOD * (C_{max} * V_n)$
Curva de capacidad		Es el resultado de la medición de la capacidad de una batería para varias corrientes de descarga. Con solamente introducir dos valores Homer es capaz de calcular las constantes cinéticas (máxima capacidad, ratio de capacidad y la constante de velocidad k), las cuales servirán para obtener la curva ajustada.
Curva de vida útil		Describe la longevidad de la batería para diferentes niveles de descarga. Saft proporciona curvas basadas en EOL (end of life), para el 70% y 80% de su capacidad nominal. Se introduce una curva media para el 70%.
Nº de baterías por rama	1	Se le indica a Homer que nuestro sistema tiene una batería por rama
Tamaños a considerar	0 y 1	Homer realizará simulaciones de 0 y 1 baterías. Mediante la opción de 0 generadores podremos ver cómo influye al sistema la ausencia de almacenamiento.

Tabla 52-Parámetros del grupo electrógeno para la simulación en Homer. Fuente: elaboración propia

Todos los parámetros han sido introducidos considerando la batería en su conjunto, aunque se debe de tener en cuenta que la batería está compuesta por 17 ramas de 28 módulos synerion de 24V cada uno:

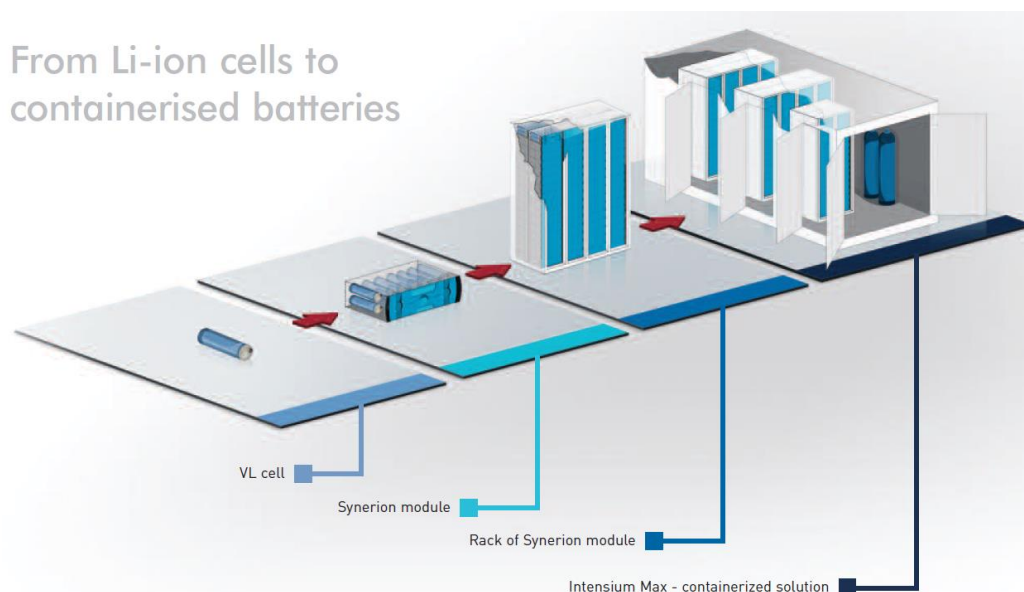


Figura 114-Integración de los componentes desde las células VL hasta la Intensium Max +20E. Fuente: Saft

#### 6.1.14 Convertidor

Se introducen los parámetros del convertidor elegido, 1000TL B400 DCAC Indoor como se definió en el apartado 8.3.5. En la siguiente tabla se resumen los valores referentes al inversor/cargador:

	Valor	Comentario
<b>Coste inicial (\$)</b>	109312.1	Calculado a partir de un ratio de 0.09 €/W, tal como aconseja el departamento de costes y valoraciones de Acciona. El 5% adicional se supone por el transporte e instalación.
<b>Coste reemplazamiento (\$)</b>	104106.7	Se considera igual al coste de adquisición (0.09 €/W)
<b>Coste O&amp;M (\$/año)</b>	0	El mantenimiento de un convertidor es prácticamente nulo, por lo que no se consideran costes de O&M
<b>Vida útil (años)</b>	25	Hoy en día la vida útil de un convertidor es superior a 20 años. Además, Ingeteam ofrece una garantía ampliable hasta los 25, por lo que se escoge dicho valor.

<b>Eficiencia (%)</b>	98	Actualmente el rendimiento de un convertidor se sitúa por encima de 90%. En nuestro caso, el fabricante promete una eficiencia máxima de 98.9%, sin embargo, este valor corresponde con el nominal, con menores cargas disminuye. Se toma una euro eficiencia de 98%
<b>Operación simultáneamente con un generador AC (%)</b>	Sí	Se le indica a Homer que el convertidor puede trabajar al mismo tiempo que un generador AC
<b>Capacidad relativa del rectificador (%)</b>	100	Capacidad relativa del rectificador en comparación con el inversor. Se le indica a Homer que la potencia convertida de DC a AC es la misma que de AC a DC.
<b>Eficiencia del rectificador (%)</b>	98	Se considera igual a la del inversor
<b>Tamaños a simular (kW)</b>	0 y 1030	Homer realizará simulaciones de 0 a 1 convertidor y escogerá la opción de menor NPC. Mediante la opción de 0 convertidores podremos ver cómo influye al sistema la ausencia de inversor/rectificador.

Tabla 53-Parámetros del grupo electrógeno para la simulación en Homer. Fuente: elaboración propia

### 6.1.15 Resultados de la simulación

A continuación se muestran las configuraciones más óptimas para cada estrategia seleccionada y para un precio medio del diésel de 0.878 \$/L:

		Load Following	Cycle Charging	Cycle Charging + Setpoint
<b>Calendar. óptimo</b>	Carga primaria	600 kW PV, 3WT, 3GE, \$ 7580166 NPC, Ren.Frac. 0.75	300 kW PV, 3WT, 3GE, \$ 7688766 NPC, Ren. Frac. 0.66	300 kW PV, 3WT, 2GE, \$ 7799417 NPC, Ren. Frac. 0.64
	Carga diferible	600 kW PV, 3WT, 2GE, \$ 7380245 NPC, Ren. Frac 0.77	600 kW PV, 2WT, 2GE, \$ 7696302 NPC, Ren. Frac 0.65	600 kW PV, 3WT, 2GE, \$ 8373384 NPC, Ren. Frac. 0.7
<b>Calendar. fin semana</b>	Carga primaria	-	-	-
	Carga diferible	-	-	-

Tabla 54-Resultados Homer para cada estrategia y precio diésel 0.878\$/L. Fuente: elaboración propia

Como se aprecia en la anterior tabla, la solución más óptima es un sistema híbrido que se compone de:

- 600 kW de potencia fotovoltaica
- 3 aerogeneradores
- 2 generadores diésel con modo funcionamiento optimizado<sup>6</sup>
- 1 convertidor bidireccional
- 1 batería

Esta solución es la que dispone del menor NPC de entre las demás soluciones. Esto es gracias no sólo a la estrategia con la que opera (seguimiento de carga), sino también gracias a la carga diferible, en la que se trata a la bomba de agua como a una carga no prioritaria (sólo se abastece en el caso de que se produzca exceso de energía ya que no es necesario que la bomba este continuamente trabajando), lográndose una mayor eficiencia de todo el sistema.

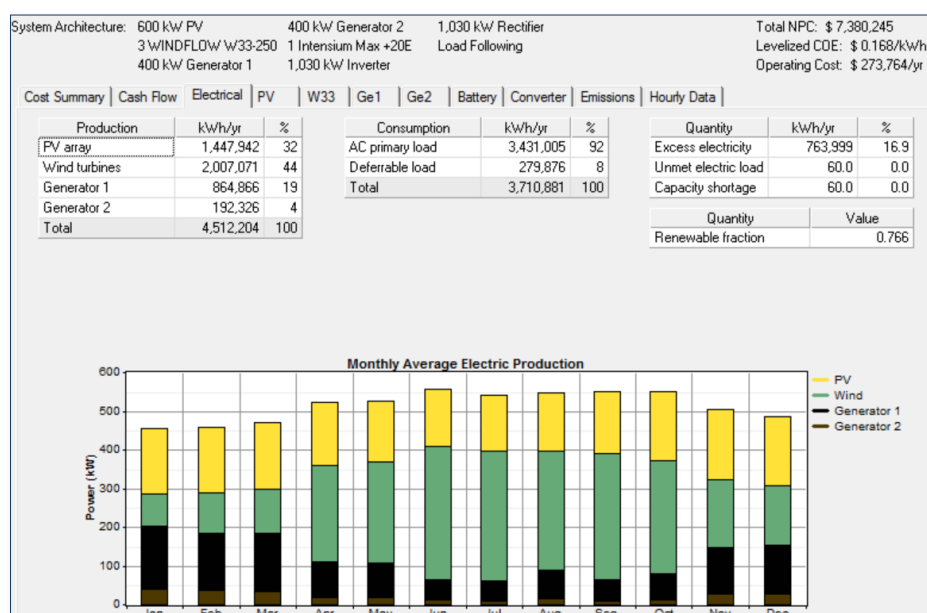


Figura 115-Detalles Eléctricos de la solución. Fuente: Homer

Para ver todos los detalles de la solución, ver Anexo IX.

Por otro lado, la tabla 54 también nos indica que es inviable la opción de realizar la programación del horario de uso del grupo electrógeno, en la que se indicaba que los fines de semana sólo estaba encendido de 7:00 a 19:00 (ya que en la mina no habría nadie para encargarse del combustible). Esta situación sólo será válida si se cumpliera una de las siguientes opciones:

- se sobredimensionara la batería hasta los 10MWh
- se sobredimensiona la generación
- Se permite que cierto porcentaje de carga no sea abastecido

<sup>6</sup> Modo optimizado es aquel en el que Homer decide cada hora si operar o no el generador, basándose en la demanda y en los aspectos económico frente al resto de los generadores.

### 6.1.15.1 Análisis de sensibilidad del diésel

Como se comentó en el apartado 6.1.6, no se puede asegurar que el precio del diésel vaya a continuar siendo el mismo a lo largo de los 20 años del proyecto. Por ello, hay que tener en cuenta que dependiendo del precio del combustible la solución será diferente:

Diesel (\$/L)	W33	Initial capital	Operating cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Renewable fraction	Diesel (L)	Ge1 (hrs)	Ge2 (hrs)
0.878	3	\$ 4,143,664	273,764	\$ 7,380,245	0.168	0.77	265,428	3,927	1,255
0.9	3	\$ 4,143,664	279,603	\$ 7,449,282	0.17	0.77	265,428	3,927	1,255
0.95	3	\$ 4,143,664	292,874	\$ 7,606,184	0.173	0.77	265,428	3,927	1,255
1	3	\$ 4,143,664	306,146	\$ 7,763,085	0.177	0.77	265,428	3,927	1,255
1.5	3	\$ 4,143,664	438,860	\$ 9,332,102	0.213	0.77	265,428	3,927	1,255
2	4	\$ 4,690,081	511,496	\$ 10,737,260	0.245	0.82	232,341	3,387	1,083
2.05	4	\$ 4,690,081	523,113	\$ 10,874,603	0.248	0.82	232,341	3,387	1,083

Tabla 55-Resultados del análisis de sensibilidad del precio del diésel. Fuente: elaboración propia a partir de Homer

En función del precio del diésel encontramos sistemas que van desde los 3 aerogeneradores a los 4, sistemas que pasan de consumir 265,000 L a 232,000 L de diésel al año y generadores que trabajan desde 3,900 y 1255 horas a 3300 y 1000 horas. Con esto se logra un aumento de la fracción renovable.

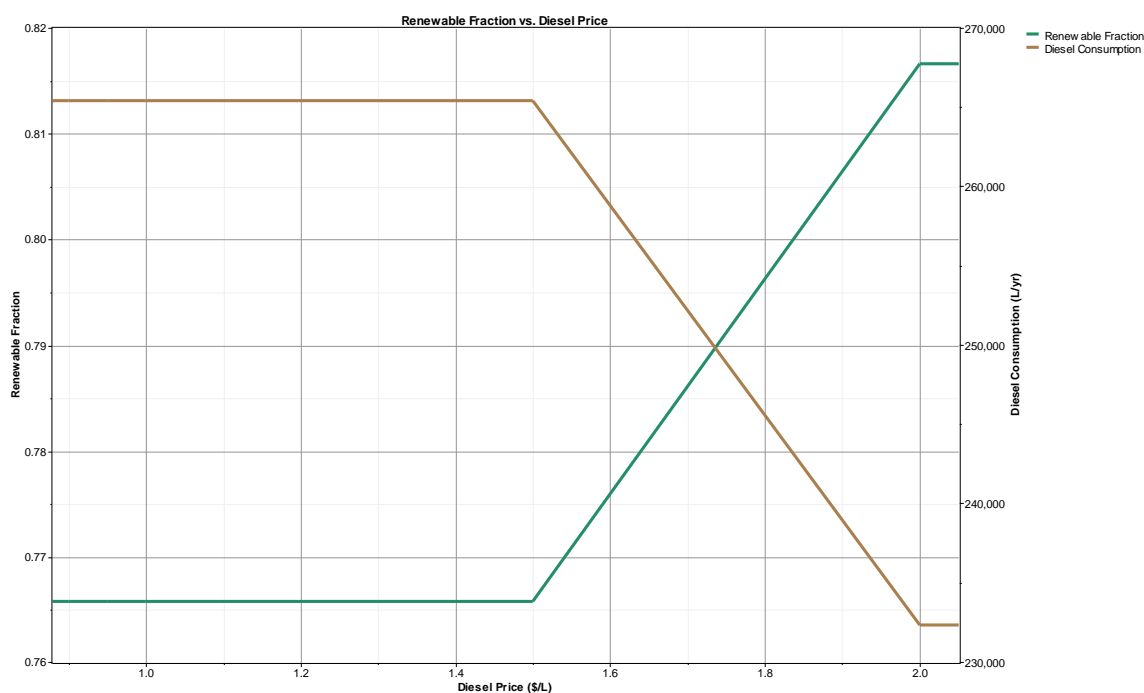


Figura 116-Variación de la fracción renovable y el consumo de diésel frente al precio de este. Fuente: Homer

Asimismo, se observa como aumenta el coste actual neto (NPC) conforme aumenta el precio del diésel. El capital inicial del sistema también aumenta.

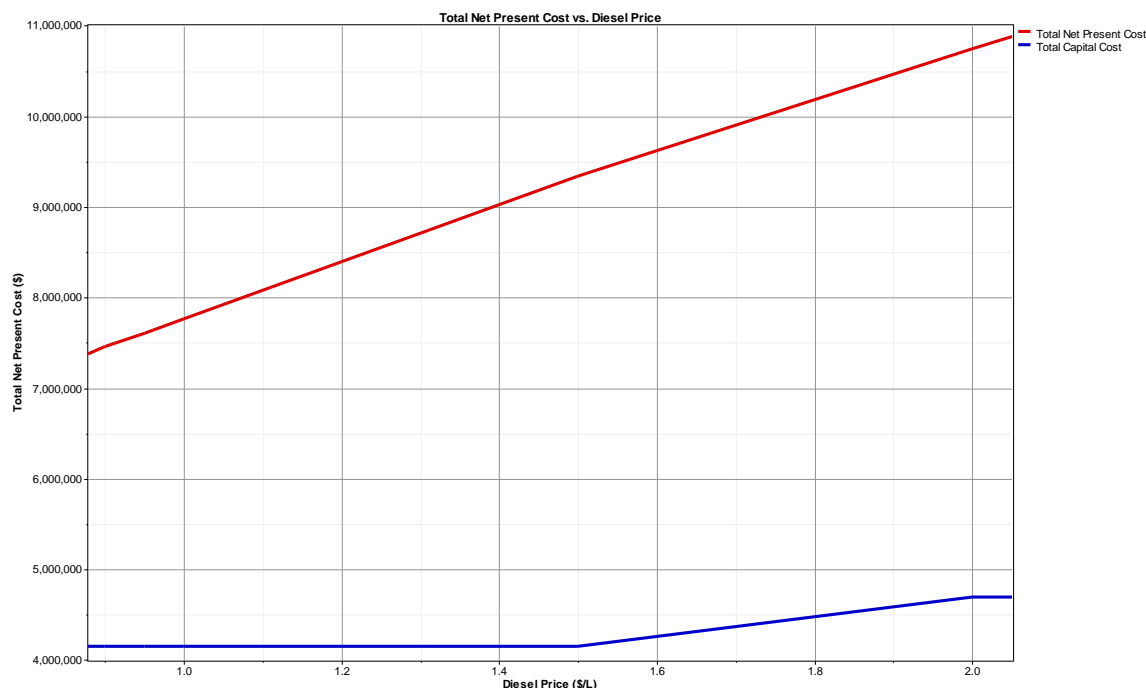


Figura 117-Variación de NPC y capital inicial frente al precio del diésel. Fuente: Homer

### 6.1.15.2 Comparación con un sistema sin almacenamiento

Pese a la gran inversión que supone un sistema de almacenamiento, este sale más rentable, suponiendo más ventajas que desventajas. A modo de demostración, en la siguiente tabla se realiza una comparativa de dos sistemas iguales (600 kW de fotovoltaica, 3 aerogeneradores, dos generadores diésel y un convertidor bidireccional de 1030 kW), uno con almacenamiento y otro sin:

Batería	Initial capital	Operating cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Renewable fraction	Diesel (L)	Ge1 (hrs)	Ge2 (hrs)	Exceso kWh/año	Exceso %
NO	\$ 3,513,664	421,673	\$ 8,498,907	0.194	0.67	421,098	7,156	1,870	1,400,110	27.3
SI	\$ 4,143,664	273,764	\$ 7,380,245	0.168	0.77	265,428	3,927	1,255	763,999	17

Tabla 56-Comparación con un sistema sin almacenamiento. Fuente: elaboración propia

La tabla anterior nos muestra que al eliminar la batería de sistema híbrido, conseguimos disminuir el coste inicial del proyecto. Sin embargo, aumenta el coste de operación, se incrementa el consumo de combustible y aumenta las horas de funcionamiento de los generadores, provocando un descenso en la fracción renovable y un aumento del NPC. En la misma proporción aumenta también el COE.

Además, el exceso de energía que se produce aumenta considerablemente.

Por tanto, es evidente que la opción sin sistema de almacenamiento tiene peores resultados que la opción con batería, por lo que queda descartado.

Por otra parte, un dato curioso que ocurre en el presente trabajo relacionado con el sistema de almacenamiento, es que conforme se aumenta el número de baterías, el sistema tiende a ser más óptimo con más fotovoltaica que eólica. De la misma forma, conforme se disminuye el

sistema de almacenamiento, el sistema tiende a requerir más eólica que fotovoltaica. Esto se puede explicar de la siguiente manera:

La energía eólica del emplazamiento esta generalmente más distribuida durante el día y el año, pero es más cara que la fotovoltaica. Por eso, cuando el sistema dispone de bastante almacenamiento, no es necesaria una distribución tan buena y el sistema se va a lo barato, que es la fotovoltaica. Y cuando el sistema dispone de poco almacenamiento, no puede escatimar y el sistema requiere de más eólica porque necesita una mayor distribución.

### 6.1.15.3 Comparación con un sistema de generación fósil

La comparación entre ésta y la solución propuesta es de gran interés, puesto que se trata del tipo de sistema que actualmente más se utiliza en las minas aisladas, por su coste inicial tan bajo:

PV (kW)	W33	Ge1 (kW)	Ge2 (kW)	Converter (kW)	Saft	Initial capital	Operating cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Renewable fraction	Diesel (L)	Ge1 (hrs)	Ge2 (hrs)	Exceso kWh/año	Exceso %
-	-	400	400	-	-	\$ 127,600	851,354	\$ 10,192,771	0.232	0	924,904	9,760	6,521	13,077	0.351
600.28	3	400	400	1030	1	\$ 4,143,664	273,764	\$ 7,380,245	0.168	0.77	265,428	3,927	1,255	763,999	16.9

Tabla 57-Comparación con un sistema de generación fósil. Fuente: elaboración propia a partir de datos de Homer

Evaluando el NPC, si intentáramos cubrir la demanda por completo únicamente con los generadores diésel, acabaríamos gastando en los 20 años de vida del proyecto un 38.1% más que en el sistema híbrido.

Además de la ventaja económica, existe la medioambiental. Con esta opción se gasta un 248.5% más de litros de combustible, aumentando las emisiones de CO2 de 698,959kg/año a 2,435,576 kg/año.

Por lo que la instalación de un sistema híbrido queda totalmente justificada.

La única ventaja que puede suponer la generación únicamente mediante grupo electrógeno es la disminución del exceso de energía.

### 6.1.15.4 Comparación con diferentes estrategias

La estrategia seleccionada, seguimiento de carga, ha resultado ser la más económica, de menor NPC y COE. Sin embargo, las demás estrategias también tienen sus ventajas y puede que el usuario las prefiera.

	Operating cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Renewable fraction	Diesel (L)	Ge1 (hrs)	Ge2 (hrs)	Exceso kWh/año	Exceso %	Nº arranques 1 (starts/year)	nº arranques 2 (starts/year)	Eficiencia ge1	Eficiencia ge2	SOC medio año (%)
LF	273,764	\$ 7,380,245	0.168	0.77	265,428	3,927	1,255	763,999	16.9	445	462	40.70%	39.60%	58.44
CC	304,238	\$ 7,740,533	0.176	0.74	304,115	3,260	540	938,233	20	610	385	41.50%	41.40%	68.66
CC+	357,767	\$ 8,373,384	0.191	0.7	360,558	4,326	943	1,192,706	24.3	679	486	41.30%	40.20%	99.73

Tabla 58-Comparación estrategias Homer. Fuente: elaboración propia

En la estrategia seguimiento de carga (*Load Following*, ahora en adelante LF), el generador diésel produce sólo la potencia necesaria para satisfacer la demanda. Esto es un inconveniente



para el rendimiento del generador, ya que por debajo de la potencia nominal este disminuye, como se puede ver en la tabla anterior. Seguimiento de la demanda suele ser óptimo en sistemas con una gran cantidad de energías renovable, en la que la energía producida excede la carga. En la tabla se aprecia que es la estrategia en la que menos exceso de energía se produce.

Por otro lado, en la estrategia cycle charging (ciclo cargador), más la aplicación de *setpoint state of charge* (ahora en adelante CC+), una vez que el sistema empieza a cargar la batería no para hasta que se carga.

Las ventajas de esta opción son que se logra una mayor eficiencia del generador, al trabajar este la mayor parte del tiempo a potencia nominal, y que provoca que el estado de carga de la batería no sea tan bajo:

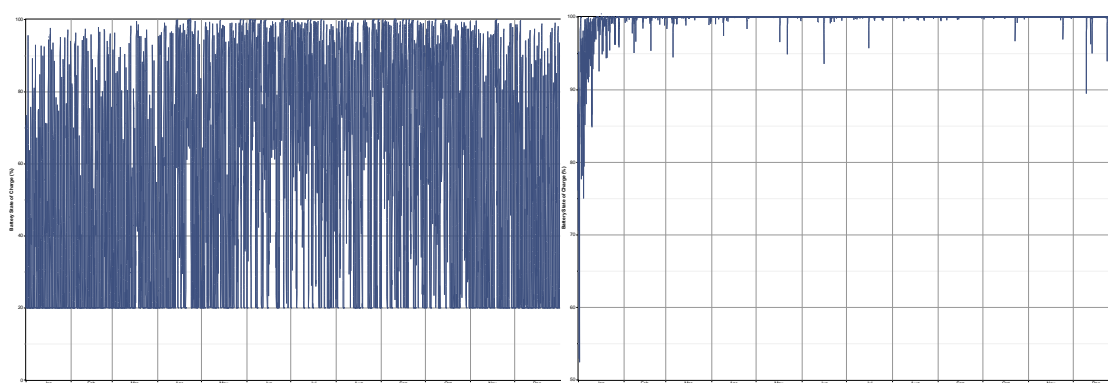


Figura 118-Comparación estado de carga LF y CC+. Fuente: Homer

Como se aprecia en la anterior figura, el estado de carga medio anual de la batería en la estrategia CC+ es superior a la estrategia LF, pasando 58.4% a 99.7%.

La desventaja de esta estrategia es las que más exceso de energía produce, fruto de los excesos tanto de la energía renovable como la del generador. Por eso esta estrategia es más óptima en los sistemas con poca o ninguna energía renovable

Por último, la estrategia CC, es una estrategia que está entre las otras dos. El generador también trabaja a potencia nominal la mayor parte del tiempo, aunque no tiene como objetivo que el SOC de la batería sea elevado, por lo que se consigue menos arranques, una eficiencia mayor y un exceso de energía menor que CC+, aunque un estado descarga medio anual de la batería muy parecida a la estrategia LF.

El usuario escogerá la que mejor le parezca, aunque para el presente trabajo se escoge LF por las ventajas que supone.

### 6.1.15.5 Comparación sistemas de diferente fracción renovable

Por último, se realiza esta comparativa dado su gran interés.

En la siguiente tabla se pueden ver los sistemas más óptimos en función de la fracción renovable:

	0	19%	35%	51%	77%	87%	100%
Configuración	Sólo 2Ge	300kW Pv, 0 WT, 3GE, 0 Saft, 1 Conver.	600kW Pv, 0 WT, 3 Ge, 0 Saft, 1 Conver.	900kW Pv, 0WT, 2Ge	600 kW PV, 3WT, 2GE	900kW pv, 5WT, 3GE	2250kW Pv, 2 WT, 7 Saft, 1 Conv.
Tipo de carga	Diferible	Primaria	Primaria	Diferible	Diferible	Primaria	Diferible
NPC (\$)	10,192,771	9,138,654	8,786,367	8,142,637	7,380,245	8,713,142	11,023,749
Coste inicial (\$)	127,600	890,615	1,479,880	2,635,346	4,143,664	5,889,562	10,490,336
Estrategia	LF	CC y CC+	CC y CC+	CC	LF	LF	-
Exceso (kWh/año)	13,077	39,994	385,209	466,198	763999	2625905	2,928,861
Exceso (%)	0.351	1.06	9.36	11	16.9	41.2	43.3

Tabla 59-Comparación sistemas de diferente fracción renovable. Fuente: elaboración propia

Como se puede apreciar en la tabla, al aumentar el porcentaje de fracción renovable, el exceso de energía producida se incrementa, llegando al extremo de producir un exceso de 43.3%. Esto es debido a que la configuración incorpora cada vez más fuentes renovables que producen más exceso, menos generadores diésel y manteniendo en general el mismo número de baterías. Por la misma razón, el coste inicial del proyecto también aumenta.

En cuanto al NPC, este disminuye hasta llegar al sistema más óptimo de una fracción renovable del 77%, y después vuelve a aumentar, de manera más agresiva, hasta llegar al 100%:

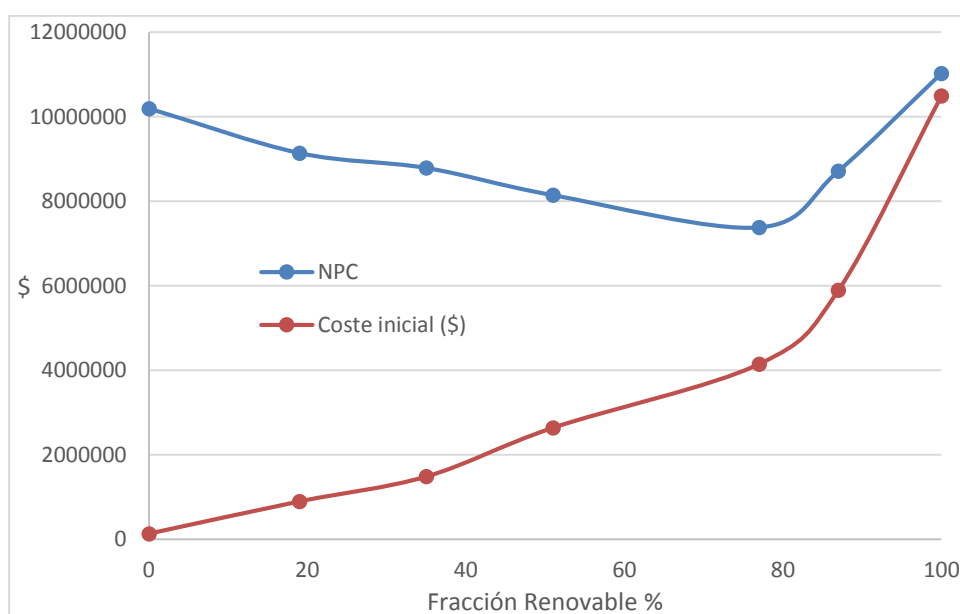


Figura 119-NPC y Coste Inicial vs Fracción Renovable. Fuente: elaboración propia

Es importante destacar que con la configuración inicial que se había introducido a Homer es imposible llegar a una fracción renovable del 100%. A lo máximo que se había llegado era un 87%. Para llegar al 100% se ha tenido que recurrir a sobredimensionar enormemente la generación al igual que el sistema de almacenamiento, llegando a un total de 7 baterías de 1MWh.

Con la anterior tabla también se ha demostrado lo comentado en el apartado 6.1.15.2, que conforme aumenta el sistema de almacenamiento, la proporción 71.4% eólica – 28.6% fotovoltaica da un giro, llegando a una proporción de 18.2% eólica – 81.8% fotovoltaica.

Una de las conclusiones más importantes a la que se llega en este apartado, es que el sistema más óptimo de entre todas las configuraciones y estrategias dispone de una fracción renovable del 77%. Con ello se logra el objetivo principal del presente trabajo fin de grado, la de diseñar un sistema de generación y suministro eléctrico basado mayoritariamente en energías renovables para una comunidad isleña

## 6.2 MATLAB

Además de realizar simulaciones con Homer, se diseñó un algoritmo propio para la simulación y optimización de un sistema híbrido solar-eólico-diésel con almacenamiento, principalmente por dos razones:

- En primer lugar, el diseño de un código propio aporta mayor flexibilidad que Homer, ya que podemos modificar todos los aspectos que deseemos. Matlab permite la introducción de parámetros que Homer no permite, así como el estudio de outputs que Homer no proporciona.
- En segundo lugar, Matlab proporciona una mayor seguridad y comprensión del proceso de simulación que Homer lleva a cabo. Esto es debido a que el algoritmo utilizado por Homer no está disponible para los usuarios.

Básicamente y a modo de resumen, se ha tratado de crear un algoritmo basado en Homer, que simulará todas las opciones que el usuario le introduzca, y escoja el resultado más óptimo (de menor NPC).

El Script con sus más de 3000 líneas de código se encuentra disponible en la carpeta que se adjunta junto con la presente memoria.

### 6.2.1 Modelo Matemático de los componentes

A continuación se detalla el modelo matemático utilizado para describir el comportamiento de los componentes del sistema híbrido:

#### 6.2.1.1 Recurso eólico y Aerogenerador

##### • Curva de potencia

El correcto cálculo de la potencia generada dependerá del detalle que se tenga en la curva de potencia del aerogenerador. Como el fabricante sólo aporta los datos de potencias referidos a velocidades enteras, se calcularon las ecuaciones de la curva para distintos intervalos de la curva:

	V (m/s)	P(kW) densidad 1,225	Matlab
tramo 0 (v<=3)	0	0	0
	1	0	
	2	0	
	3	0	
tramo 1 (3<v<11)	4	1	$y = 0.0103v^6 - 0.3339v^5 + 3.8845v^4 - 18.49v^3 + 25.696v^2 + 52.512v - 130.68$
	5	10	
	6	30	
	7	80	
	8	130	
	9	175	
	10	206	
tramo 2 (11<=v<=25)	11	250	250
	12	250	
	13	250	
	14	250	
	15	250	
	16	250	
	17	250	
	18	250	

	19	250	
	20	250	
	21	250	
	22	250	
	23	250	
	24	250	
	25	250	
tramo 3 (v>25)	26	0	0
	27	0	
	28	0	
	29	0	
	30	0	

Tabla 60-Cálculo de la curva de potencia por tramos. Fuente: elaboración propia

### • Ajuste densidad y altura

Se utilizará el perfil logarítmico como modelo matemático para el ajuste de la altura:

$$\frac{v(z_{buje})}{v(z_{anem})} = \frac{\ln(z_{buje}/z_0)}{\ln(z_{anem}/z_0)}$$

Donde:

$z_{buje}$  = altura del buje de la turbina eólica (m)

$z_{anem}$  = altura del anemómetro (m)

$z_0$  = longitud de rugosidad de la superficie (m)

$v(z_{buje})$  = velocidad del viento a la altura del buje (m/s)

$v(z_{anem})$  = velocidad del viento a la altura del anemómetro (m/s)

Aunque hoy en día en la industria eólica se utiliza más el perfil de la ley de potencia para el ajuste de la altura, se ha decidido usar el modelo logarítmico porque, como se vio en el apartado 6.1.10, se ajusta mucho mejor.

Por otro lado, para tener en cuenta la densidad de nuestro emplazamiento se aplicará un ratio de densidad de aire.

$$Pot_{total,0,77}(v_{buje}) = N^{\circ}_{aero} \cdot \left(\frac{\rho}{\rho_0}\right) \cdot Pot_{1,225}(v_{buje})$$

Donde:

$Pot_{total,0,77}(v)$ : Potencia generada por los aerogeneradores a la densidad y altura corregida (kW)

$N^{\circ}_{aero}$ : Número de aerogeneradores

$\rho$ : densidad del emplazamiento

$\rho_0$ : densidad de referencia (1,225 kg/m<sup>3</sup>)

$Pot_{1,225}(v_{buje})$  = Potencia de un aerogenerador a densidad referencia y altura corregida según la curva de potencia (kW)

Hay que tener en cuenta que la anterior ecuación sólo es válida para potencias inferiores a la potencia nominal del generador ya que el control de pitch sólo actuará a potencia nominal.

### 6.2.1.2 Recurso solar y sistema fotovoltaico

La irradiancia incidente y la temperatura de la célula serán calculadas de la forma que se muestra en el Anexo III y IV respectivamente. Sin embargo, si el usuario que vaya a utilizar el script lo desea, podrá importar directamente la irradiancia incidente sin necesidad de su cálculo.

A partir de ahí, la potencia generada por un módulo en cada paso de tiempo se calculará mediante la siguiente ecuación:

$$P_{PV} = Y_{PV} f_{PV} \left( \frac{\overline{G}_T}{\overline{G}_{T,STC}} \right) \left[ 1 + \alpha_P (T_c - T_{c,STC}) \right]$$

Donde:

$Y_{PV}$ : potencia nominal del módulo bajo condiciones estándar, proporcionada por el fabricante (W)

$f_{PV}$ : factor de reducción de potencia del sistema PV (%).

$G_T$ : irradiancia incidente en cada paso de tiempo ( $W/m^2$ )

$G_{T,STC}$ : irradiancia incidente bajo condiciones estándar ( $1000 W/m^2$ )

$\alpha_P$ : coeficiente de temperatura de la potencia, proporcionado por el fabricante ( $\%/^{\circ}C$ )

$T_c$ : temperatura de la célula en cada paso de tiempo ( $^{\circ}C$ )

$T_{c,STC}$ : temperatura de la célula bajo condiciones estándar ( $25^{\circ}C$ )

Finalmente, la potencia total del sistema fotovoltaico se calculará de la siguiente forma:

$$P_{pv \text{ total}} = P_{\text{módulo}} \cdot N^{\circ} \text{módulos}$$

### 6.2.1.3 Generadores Diésel

- **Consumo de combustible:**

Para el cálculo de la cantidad de combustible consumido en cada hora y para cada generador, se utiliza la siguiente ecuación:

$$F_{gen i} = F_0 \cdot Y_{gen i} + F_1 \cdot P_{gen i}$$

Donde:

$F_0$ : Coeficiente de Intercepción (L/hr/kW rated)

$Y_{gen}$ : Potencia nominal del generador

$F_1$ : Pendiente de consumición (L/hr/kW output)

$P_{gen}$ : Potencia eléctrica de salida del generador (kW)

La anterior ecuación refleja un mayor consumo (en proporción) conforme el punto de trabajo del generador se separe de su potencia nominal.

El volumen total consumido en todo el año, será la integral de todos los volúmenes consumidos en cada intervalo de tiempo (1h)

$$F_{año,gen i} = \int_{t_0}^{t(año)} F \cdot dt$$

- **Vida del generador:**

La vida de los generadores se especifica en términos de horas operativas. El número de años que el grupo electrógeno durará se calcula mediante la siguiente expresión:

$$R_{gen} = \frac{R_{gen,h}}{N_{gen}}$$

Donde:

$R_{gen,h}$ : vida del generador (hr)

$N_{gen}$ : número de horas que el generador opera durante un año (hr/año)

#### 6.2.1.4 Batería

- **Operación**

La operación de la batería viene dada por su capacidad  $Q$ , profundidad de descarga DOD, y tensión  $V$ .

Durante la operación normal de la batería, su capacidad varía entre  $Q_{min}$  y  $Q_{max}$  (Ah):

$$Q_{max} \geq Q \geq Q_{min}$$

Donde:

$$Q_{min} = (1 - DOD_{max}) \cdot Q_{max}$$

En cada momento, la profundidad de descarga se calculará mediante la siguiente expresión:

$$DOD = 1 - \frac{Q}{Q_{max}} \leq DOD_{max}$$

Para ello, previamente se calculará el estado de su capacidad  $Q$ , a través de  $\Delta E$  y  $\Delta Q$ :

$$\Delta E(\Delta t) = \int_t^{t+\Delta t} P(t) \cdot \eta \cdot dt \rightarrow \Delta Q(\Delta t) = \frac{\Delta E(\Delta t)}{V}$$

Donde:

$\Delta E(\Delta t)$ : Energía almacenada en el intervalo  $\Delta t$

$P(t)$ : Potencia sobrante para almacenar o potencia demandada por las baterías

$\eta$ : eficiencia de carga, de descarga y/o del convertidor, dependiendo de la situación

$V$ : Voltaje de la batería. Aunque no siempre es constante, en este caso se considera que se mantiene cte.

Entonces, el estado de la capacidad de la batería posterior a este intervalo de tiempo es:

$$Q(t+\Delta t) = Q(t) \pm \Delta Q(\Delta t) \leq Q_{\max}$$

Dependiendo de si la batería se carga o se descarga el signo será un más o un menos.

- **Vida**

Existen dos factores independientes que limitan la vida de la batería: máxima posible producción a lo largo de su vida y la vida de flotación. En otras palabras, la batería puede morir bien sea por uso o por vejez. Para su cálculo se usará la siguiente ecuación:

$$R_{bat} = \min\left(\frac{N_{bat} \cdot Q_{lifetime}}{Q_{thrpt}}, R_{bat,f}\right)$$

Donde:

$R_{bat}$ : vida del banco de baterías (años)

$N_{bat}$ : número de baterías en el banco de baterías

$Q_{lifetime}$ : producción máxima que podría dar a lo largo de su vida (kWh)

$Q_{thrpt}$ : energía producida cada año (kWh/año)

$R_{bat,f}$ : vida flotante de la batería (años)

## 6.2.2 Cálculo parámetros económicos

Al igual que en la modelación matemática de los componentes, los parámetros económicos se han basado también en Homer.

Estos servirán para escoger de entre todas las soluciones factibles que cumplan el criterio de fiabilidad, aquella de menor coste actual neto, NPC (Net Present Cost), con el objetivo de encontrar los tamaños adecuados de cada variable: número de aerogeneradores, potencia fotovoltaica, número de generadores diésel, estrategia más óptima...

El NPC es el valor presente de todos los costos que incurre un sistema durante su vida útil, menos el valor actual de todos los ingresos que gana durante su vida útil. Los costos incluyen los costos de capital, costos de reemplazo, costos de operación y mantenimiento, gastos de combustible, multas de emisiones, y los costos de la compra de energía de la red. Los ingresos incluyen el valor residual y los ingresos por ventas de la red.



### 6.2.2.1 Costes

Los costes que se consideran son los de capital, reemplazamiento, O&M y de combustible. No se consideran penalizaciones por emisiones y tampoco costes por compra de energía de la red.

Para su cálculo, el usuario deberá introducir primero la tasa de interés real, vida del proyecto, así como costes iniciales, de reemplazamiento, de O&M y tiempo de vida de cada componente. Además, en el caso de incluir un generador, será necesario introducir el precio del combustible.

- **Costes de capital**

El coste de capital inicial es la suma de todos los costes de instalación de cada componente del sistema híbrido al comienzo del proyecto.

- **Costes de reemplazamiento**

El coste de reemplazamiento es el coste de reemplazar un componente al final de su vida útil. Esto puede ser diferente del capital inicial

- Coste de reemplazamiento nominal:

Es la suma de los costes de reemplazamientos nominales de todos los componentes a lo largo del proyecto. No tiene en cuenta el valor temporal del dinero.

- Coste de reemplazamiento descontado:

Es el valor presente de los costes de reemplazamiento de un conjunto de futuros flujos de caja, teniendo en cuenta el valor temporal del dinero. Para su cálculo, se usa el factor de descuento:

$$f_d = \frac{1}{(1+i)^N}$$

Donde:

i: tasa de interés real (%)

N: año del proyecto en el que ocurre el reemplazamiento del componente

- **Costes de operación y mantenimiento**

Los costes O&M de un componente son los costes asociados con la operación y mantenimiento de dicho componente.

Como para la mayoría de componentes se introducen los costes de mantenimiento por año (\$/año), se calculará primero el coste anual total del sistema, que es la suma de todos los costes de O&M de cada componente.

Para el cálculo del valor presente de todos los costes de O&M anuales, se usará el factor de recuperación de capital (Capital Recovery Factor):

$$CRF(i, N) = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1}$$

Donde:

i: tasa de interés real (%)

N: vida del proyecto (años)

- **Costes combustible**

Los costes de combustible totales son la suma de todos los costes de combustible de cada grupo electrógeno.

El volumen de combustible consumido por cada generador es calculado anualmente (L/año), por lo que se calculará primero el coste total anual y después se calculará el valor presente mediante el factor CRF, al igual que ocurría con los costes de O&M:

$$C_{\text{diesel}_{\text{anual}}} (\$/\text{año}) = \text{Litros consumidos al año (L/año)} \cdot \text{Precio diésel (\$/L)}$$

$$C_{\text{diesel}_{\text{net present}}} (\$) = \frac{C_{\text{diesel}_{\text{anual}}} (\$/\text{año})}{CRF}$$

### 6.2.2.2 Ingresos

En este caso, el único ingreso posible de nuestro sistema es el valor residual, ya que no se consideran ingresos por ventas en la red.

El valor residual es el valor restante en un componente del sistema al final de la vida del proyecto.

- **Valor residual nominal**

Se asume la depreciación lineal de los componentes, lo que significa que el valor residual de un componente es directamente proporcional a su vida restante. También se supone que el valor de residual se basa en el costo de reemplazo más que el costo de capital inicial. Esto se expresa matemáticamente como:

$$S = C_{\text{rep}} \cdot \frac{R_{\text{rem}}}{R_{\text{comp}}}$$

Donde:

$C_{\text{rep}}$ : coste de reemplazamiento (\$)

$R_{\text{comp}}$ : vida del componente (años)

$R_{\text{rem}}$ , la vida restante del componente al final de la vida del proyecto, está dada por:

$$R_{\text{rem}} = R_{\text{comp}} - (R_{\text{proj}} - R_{\text{rep}})$$

Donde:

$R_{\text{proj}}$ : vida del proyecto (años)

$R_{\text{rep}}$ , la duración de coste de reemplazamiento, está dada por:

$$R_{rep} = R_{com} \cdot INT \left( \frac{R_{proj}}{R_{comp}} \right)$$

- Valor residual descontado

Es el valor presente de los valores residuales de un conjunto de futuros flujos de dinero, teniendo en cuenta el valor temporal del dinero. Para su cálculo, se usa el factor de descuento ( $f_d$ ), al igual que en el caso de los costes de reemplazamiento.

### 6.2.2.3 NPC

Calculados todos los costes e ingresos del sistema, ya es posible calcular el parámetro económico más importante, NPC.

$$NPC (\$) = Capital(\$) + Creemp(\$) + Co\&m(\$) + Cfuel(\$) + Vresidual(\$)$$

Como se ve en la anterior ecuación, en NPC se calcula simplemente sumando todos los costes e ingresos del sistema. Hay que tener en cuenta que en Valor Residual será de signo contrario a los costes.

### 6.2.2.4 Valores anualizados

Tanto para los costes, ingresos como para el NPC se calculara sus respectivos valores anualizados. Para ello se utilizará el factor de recuperación de capital CRF comentado previamente.

$$Capital_{anualizado} = Capital \cdot CRF \quad C. reemp._{anualizado} = Creemp \cdot CRF$$

$$V. residual_{anualizado} = V. residual \cdot CRF \quad NPC_{anualizado} = NPC \cdot CRF$$

### 6.2.2.5 COE

Finalmente se calculará el coste de la energía (COE), que es coste promedio por kWh de energía eléctrica útil producida por el sistema. Para su cálculo, se divide el coste anualizado total entre la energía útil servida a las cargas:

$$COE (\$/kWh) = \frac{C_{anualizado, total} (\$/año)}{E_{servida} (kWh/año)} = \frac{NPC \cdot CRF}{E_{demandada por la carga} - E_{escapez}}$$

Como se puede ver en la ecuación, el coste de la energía es directamente proporcional al NPC, por lo que ambos parámetros son correctos para ordenar los sistemas óptimos. Sin embargo, se escoge el NPC por ser un criterio más confiable, ya que el valor del COE puede ser arbitrario y discutible, puesto que no todo el mundo estará de acuerdo en utilizar el criterio de E servida en lugar de E demandada.

### 6.2.3 Estructura, proceso y posibles opciones

A continuación se describen y se muestran los diagramas de flujo que resumen el script de Matlab. Básicamente la estructura del algoritmo se puede resumir en tres partes:

#### 7.2.1.1 Primera parte:

Esta primera parte sirve a modo de preparación para la segunda parte. En ella se realiza toda la carga de datos a Matlab procedente de Excel. Se importan datos de velocidad de viento, temperatura ambiente, la demanda de las cargas eléctricas y el usuario elige si importar la irradiancia incidente sobre el panel (por defecto) o importar la global horizontal y calcular la incidente. Además se realizan las siguientes operaciones:

- Recurso eólico y aerogeneradores:

Matlab pedirá la introducción la rugosidad, altura del buje, altura del anemómetro y densidad para que se corrija el recurso eólico a la altura del buje del aerogenerador y a la densidad del emplazamiento. También se pedirá el número de aerogeneradores que se quieren simular para que Matlab calcule la potencia de todas las opciones.

- Recurso solar y sist. Fotovoltaico:

El usuario tendrá la posibilidad de introducir cualquier parámetro que quiera simular: Inclinación  $\beta$ , azimuth, latitud, NOCT, Ground Reflectance,  $\eta$ ,  $\alpha_p$ ,  $Y_{pv}$ ,  $f_{pv}$ . Con esto y los datos importados de Excel, Matlab calculará la irradiancia incidente y la temperatura de la célula. Después, calculará la potencia de un módulo y más tarde calculara la potencia producida por todas las opciones que el usuario quiera simular.

- Generador/es Diésel:

En este apartado el usuario podrá indicarle a Matlab todos los parámetros de cada generador que quiere simular: fuel curve intercept coefficient, curve slope, y potencia. Además, el usuario podrá escoger la estrategia a simular: load following o cycle charging. En este último caso, el usuario podrá decidir si también se aplica el setpoint of charge (el generador no parará de cargar la batería hasta que alcance el state of charge indicado).

- Batería:

Los parámetros de la batería que Matlab pedirá al usuario son: estado inicial de la batería, carga nominal, DODmax, tensión y rendimiento.

- Convertidor:

En este caso Matlab únicamente pedirá el rendimiento del convertidor.

A continuación, se muestra el diagrama de flujo de la primera parte del algoritmo:

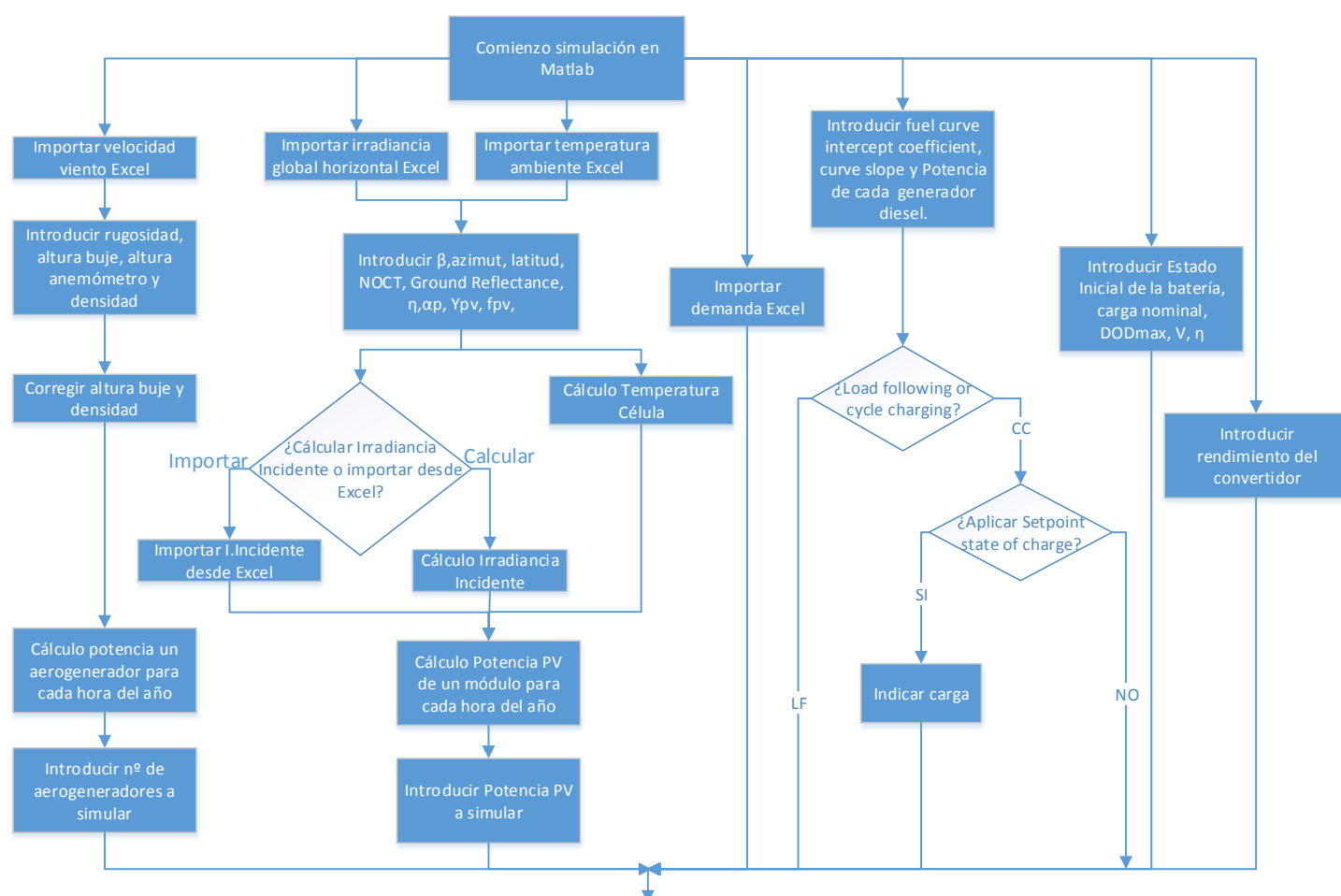


Figura 120-Diagrama de flujo de la primera parte del algoritmo de Matlab. Fuente: elaboración propia

### 7.2.1.2 Segunda parte

Es la parte más compleja del algoritmo y en ella se realiza la simulación para cada hora de todo un año de todos aquellos inputs introducidos previamente. Todos los outputs de esta segunda parte son guardados en la matriz “Resultados” (estado carga, exceso, escasez, horas de funcionamiento y litros de combustible del generador diésel).

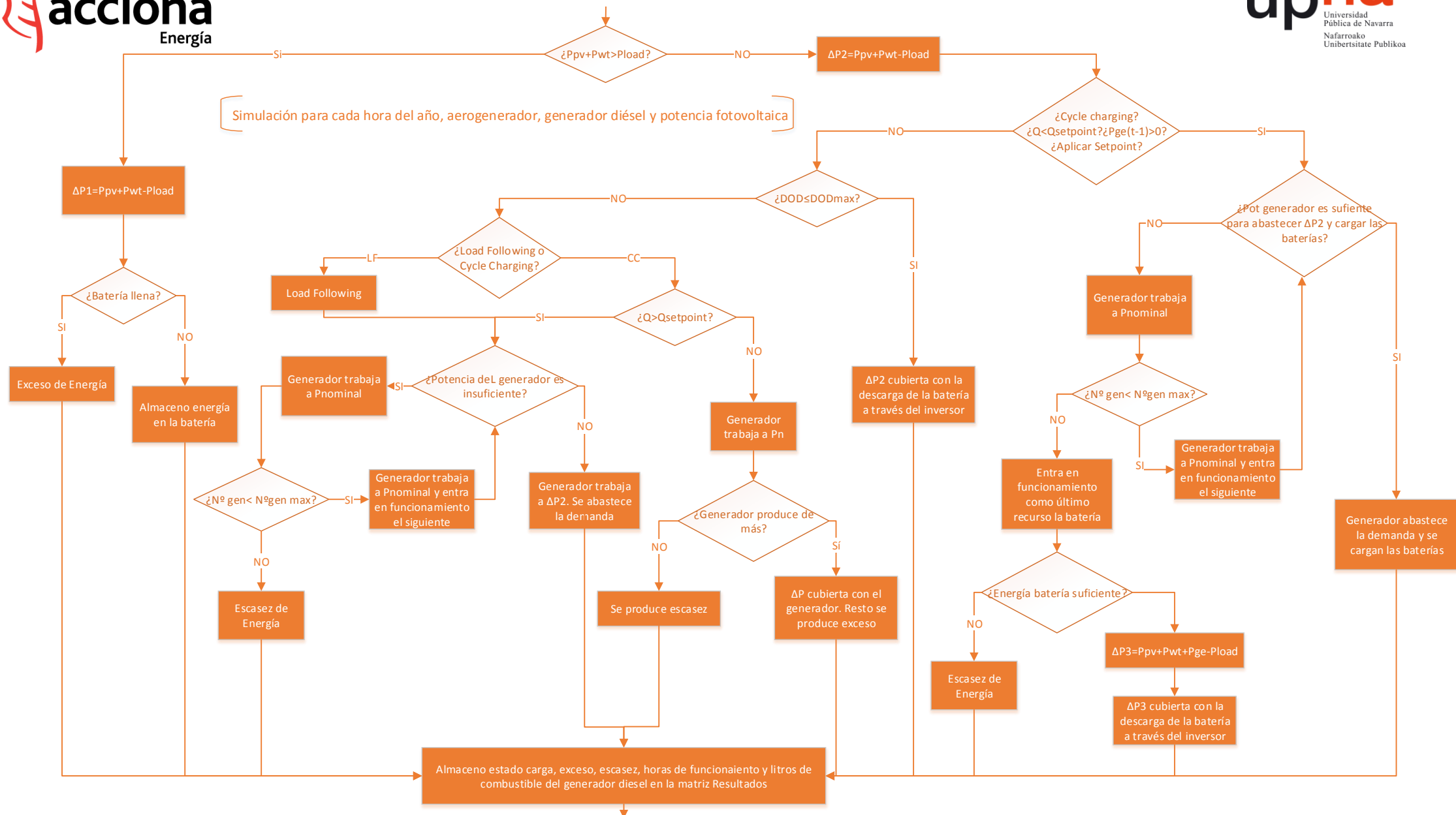


Figura 121-Diagrama de flujo de la segunda parte del algoritmo de Matlab. Fuente: elaboración propia

Durante la simulación se pueden dar las siguientes situaciones:

- I. Las fuentes de energía renovable producen más potencia que la demandada por las cargas eléctricas.

$$P_{pv}+P_{wt}>P_{load}$$

La potencia sobrante se expresa como:

$$\Delta P1=P_{pv}+P_{wt}-P_{load}$$

Esta energía sobrante será almacenada en la batería si esta no está llena. De lo contrario se producirá un exceso que será guardado en la matriz “Resultados”

- II. Las fuentes de energía renovable producen menos potencia que la demandada por las cargas eléctricas.

$$P_{pv}+P_{wt}<P_{load}$$

Se produce una cantidad de potencia no cubierta:

$$\Delta P2=P_{load}-P_{pv}-P_{wt}$$

A partir de este momento, se puede dar a su vez las siguientes situaciones:

- i. Si la estrategia del generador diésel es cycle charging, se aplica el setpoint state of charge, la capacidad de la batería se encuentra por debajo del setpoint y el generador diésel ha trabajado en la anterior hora:

(Esta situación pretende cargar la batería en lugar de que trabaje ella).

El generador continúa trabajando la presente hora a potencia nominal, abastece la demanda y el resto lo carga en la batería (y si produce de más se produce exceso). Si no fuera suficiente la potencia del generador, entraría a trabajar el siguiente generador diésel.

De manera excepcional, si la potencia de los generadores es insuficiente y no se puede incrementar el número de generadores porque se ha llegado al límite, se cubriría la demanda mediante la batería a través del convertidor.

Finalmente, si aún y todo no es suficiente con la batería, se produce escasez, que será guardada en la matriz “Resultados”.

- ii. Si no se cumple la condición i.

Primero, si la profundidad de descarga de las baterías es menor que la profundidad de descarga máxima, se cubre la demanda mediante las baterías a través del inversor.

$$DOD < DOD_{\max}$$

De lo contrario, entrará en funcionamiento el generador diésel con la estrategia correspondiente:

a. **Load Following** (seguimiento de la demanda)

El generador diésel trabajará a la potencia  $\Delta P_2$ . Si la potencia es insuficiente, trabajará a potencia nominal y entrará el siguiente generador.

Si la potencia de los generadores diésel es insuficiente y no se puede incrementar el número de generadores se produce escasez

b. **Cycle Charging**

En esta estrategia el generador diésel trabajará siempre a potencia nominal (inyectará lo sobrante en la batería y producirá el correspondiente exceso), a no ser que no se pueda inyectar nada a la batería.

Al igual que en la estrategia LF, si la potencia del generador es insuficiente, entrará en funcionamiento el siguiente generador.

Si la potencia de los generadores diésel es insuficiente y no se puede incrementar el número de generadores se produce escasez.



### 7.2.1.1 Tercera parte

Finalmente, en esta última parte del algoritmo se realizan los cálculos económicos y se presentan los resultados finales.

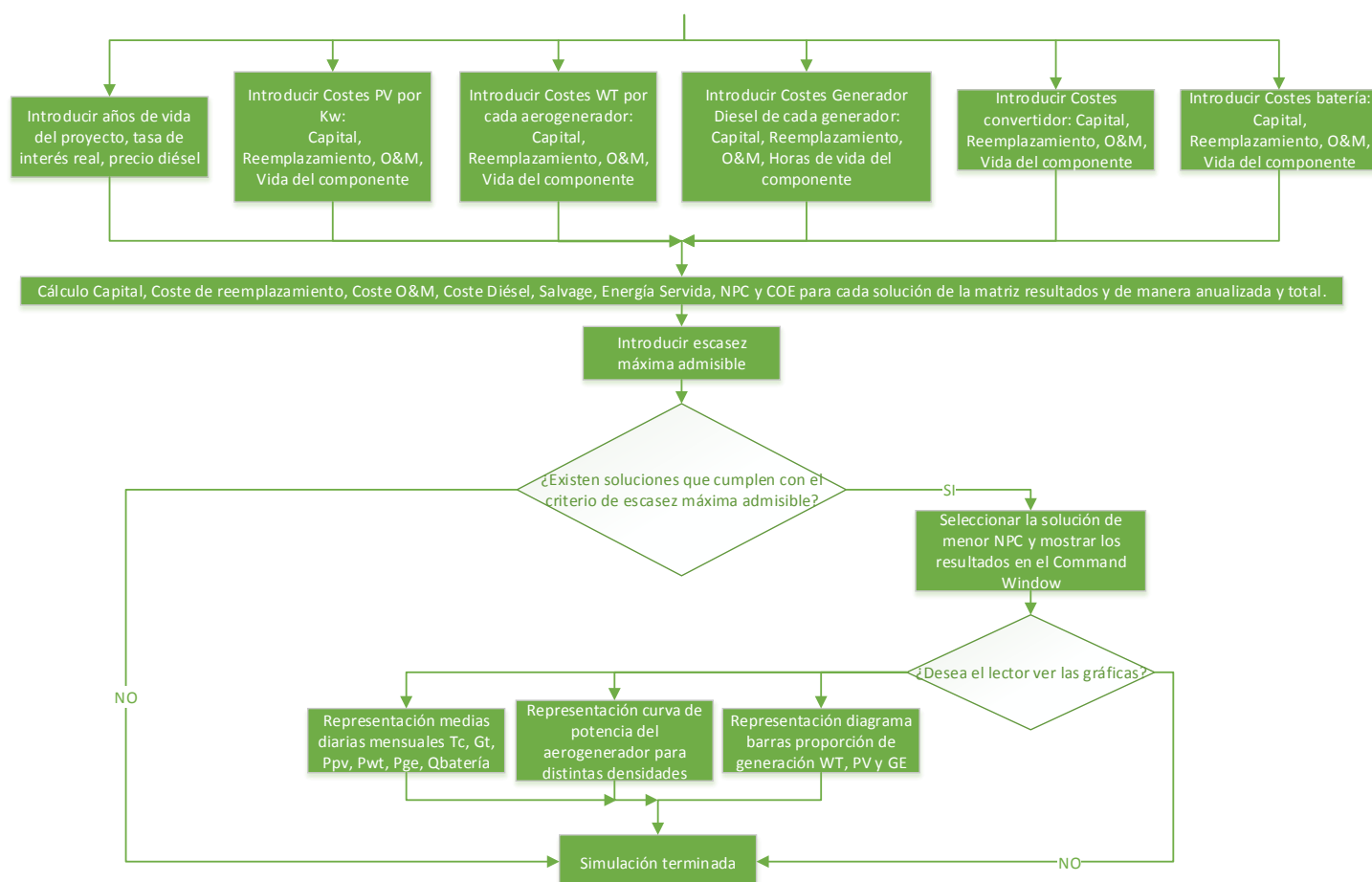


Figura 122-Diagrama de flujo de la tercera parte del algoritmo de Matlab. Fuente: elaboración propia

Como se puede apreciar en el diagrama, al inicio de este se produce la introducción de todos los costes de cada componente del sistema. El usuario será libre de simular los costes de capital, reemplazamiento, O&M, de combustible que quiera. Además, también se podrá escoger la vida del proyecto, y su tasa de interés real.

Una vez introducidos los valores, Matlab calculará todos los costes totales y anualizados de cada sistema.

El usuario escogerá la escasez máxima admisible y Matlab buscará de entre todas los sistemas aquellos que cumplan la condición.

Si existen soluciones, Matlab las ordenará según el NPC, y las mostrará en la ventana "Command Window".

Finalmente, el usuario podrá ver las siguientes gráficas si lo desea:

- Medias diarias mensuales Tc, Gt, Ppv, Pwt, Pge, Qbatería
- Curva de potencia del aerogenerador para distintas densidades
- Representación diagrama barras proporción de generación WT, PV y GE

## 6.2.4 Resultados

Una vez realiza la simulación en Matlab y agrupadas todas las soluciones en la matriz “Resultados”, se presenta en la siguiente tabla los parámetros técnicos más importantes de la solución de menor NPC, escogida por el programa. Se realiza también una comparación con la solución más óptima escogida por Homer con carga primaria:

	PV (kW)	Nº WT	Nº Gen.	Soft	Converter (kW)	Estrategia	Frac. Ren.	Diesel (L)	Fuel1 (hrs)	Fuel2 (hrs)	Fuel3 (hrs)	Exceso kWh/año	Exceso (%)
<b>Homer</b>	600	3	3	1	1030	LF	0.75	283,430	4,163	1,372	161	835,198	18.2
<b>Matlab</b>	300	3	3	1	1030	LF	0.64	311,429	3,991	1,104	136	869,045	16.46

Tabla 61-Comparación aspectos técnicos soluciones Matlab y Homer. Fuente: elaboración propia

Dado que en la tabla no es posible representar todos los resultados ofrecidos por Matlab, se han incluido todos sus outputs en el anexo X. Estos incluyen aspectos técnicos y económicos, al igual que un apartado con todas las gráficas.

Volviendo otra vez a la tabla, a primera vista los resultados comparados con Homer son muy parecidos (misma estrategia seguimiento de carga, parecida configuración...), lo que da a ver que el algoritmo creado en Matlab está bien diseñado.

Sin embargo, si realizamos una comparación más detallada podemos encontrarnos algunas diferencias:

- La primera diferencia se encuentra en la potencia fotovoltaica. En Homer resulta más óptimo un sistema con el doble de potencia, con lo que se logra una fracción renovable mayor. Sin embargo, esto también ocasiona y ligero incremento en el exceso de energía.
- La segunda diferencia se encuentra en los grupos electrógenos. Ambos sistemas disponen de tres generadores diésel, sus resultados son similares, aunque no exactos: aun trabajando un mayor número de horas en Homer que en Matlab el volumen de combustible consumido es inferior. Esto en un principio parece ilógico, aunque tiene su explicación: los generadores de la solución de Homer trabajan con mejor rendimiento y por tanto consumen menos.

En cuanto a los costes, en la siguiente tabla se pueden ver los aspectos económicos más importantes de ambas soluciones:

	Initial capital (\$)	C. Reempl. (\$)	Coste O&M (\$/año)	Coste Diésel (\$/año)	Salvage (\$)	NPC (\$)	COE (\$/kWh)
<b>Homer</b>	4,207,464	65,423	41,393	248,851	-124,144	7,580,166	0.173
<b>Matlab</b>	3,618,205	1,206,615	35,414	273,435	-804,400	7,671,801	0.17

Tabla 62-Comparación aspectos económicos soluciones Homer y Matlab. Fuente: elaboración propia

Al igual que en los aspectos técnicos, en esta otra tabla se contempla que ambas soluciones son muy similares, NPC muy similar, COE prácticamente igual...

Pero donde encontramos las diferencias más impactantes son en el coste de reemplazamiento y en el coste residual. En Matlab, estos incrementan considerablemente, y es debido principalmente al coste de reemplazo de la batería (\$ 1,073,100) y en menor proporción por el coste de reemplazamiento del generador diésel 1 (\$ 133,540). Esto se debe a que las condiciones en cuanto a la vida de la batería son más estrictas en el algoritmo diseñado en Matlab.

Curiosamente, este hecho no afecta gravemente al NPC de todo el sistema, ya que el gran valor residual de la batería al final del proyecto lo compensa.

## 7 CONCLUSIONES FINALES Y LÍNEAS FUTURAS

En el presente trabajo fin de grado se ha estudiado el diseño más óptimo de un sistema híbrido basado mayoritariamente en energías renovables para la mina subterránea con más recursos renovables de Chile.

Las principales conclusiones obtenidas son las siguientes:

### 7.1 Conclusiones Chile

- El sector minero es la principal economía del país y es el sector que más electricidad demanda. Se realizó un estudio de las distintas cargas eléctricas habituales de una mina, en el que se evaluó la distribución a lo largo del año de cargas como ventilación, alumbrado exterior e interior, bombeo de agua, cinta transportadora, campamento, edificio oficina de ingeniería, jaula minera, locomotora eléctrica, trituradora.
- Chile posee el mayor potencial de energía solar de mundo. Arica y Parinacota, Tarapacá, Antofagasta y Atacama son las regiones del norte del país que mejor recurso solar tiene.
- En cuando al recurso eólico, las zonas del sur del país tienen especial interés para el desarrollo de proyectos de energía eólica, sin embargo son zonas en las que no existe una gran demanda de energía. A partir de ello, se identificó cuatro zonas con potencial eólico explotable con fines de generación eléctrica:
  - Sector costero, zonas de cerros de la IV Región y otras regiones del norte del país.
  - Zona de Calama en la II Región y otras zonas altiplánicas.
  - Zonas costeras abiertas al océano y hacia las pampas patagónicas en las regiones XI y XII.
  - Puntas que penetran al océano en la costa de la zona norte y central.
- Se realizó una búsqueda y estudio exhaustivo de los recursos renovables eólico y solar de todas las minas de las regiones Arica y Parinacota, Tarapacá, Antofagasta y Atacama. Para ello se utilizó el atlas minero proporcionado por el ministerio de minería del gobierno de Chile y el explorador de energía solar y eólica realizado por el departamento de Geofísica de la Universidad de Chile. Se concluyó que la mejor mina corresponde al número 1166 de la región de Atacama, comuna Copiapó.
- Se realizó una búsqueda de todos los elementos necesarios para el diseño del sistema híbrido, concluyendo que la disponibilidad de estos en Chile es muy escasa. Sólo se pudieron encontrar proveedores nativos del sistema fotovoltaico (Aquito Solar) y Generador diésel (Diperk). Para los demás elementos, aerogenerador, convertidor y batería, se tuvo que recurrir a fabricantes y proveedores no nativos del lugar, como Saft o Ingeteam. Esto es comprensible dada las grandes potencias necesarias para la implementación de un sistema de estas características.

- Se realizó un estudio muy detallado de cuál sería la mejor opción de comprar, resultando el aerogenerador WINDFLOW W33-250, el módulo SunEdison F325ByC, el generador diésel P500P3/P550E3 de 400 kW, la batería Intensium Max +20E de Saft y el convertidor bidireccional 1000TL B400 DCAC Indoor de Ingeteam.

## 7.2 Conclusiones Homer

- Los resultados de simulación con Homer indican que para el perfil de demanda y recurso renovable del lugar, el sistema más óptimo para un proyecto de 20 años, es un sistema que incluye:
  - 600 kW de potencia fotovoltaica
  - 3 aerogeneradores
  - 2 generadores diésel con modo funcionamiento optimizado
  - 1 convertidor bidireccional
  - 1 batería
- Los resultados de simulación con Homer, arrojan que la mejor estrategia de implementar en el sistema híbrido es la de seguimiento de carga o load following. Se contrastaron también las ventajas y desventajas de cada una de las estrategias restantes, como cycle charging con aplicación del setpoint state of charge, en la que el estado medio anual de la batería era muy superior al resto de las estrategias, y el rendimiento de los generadores era mayor, sin embargo el coste NPC era mayor.
- Los resultados de la simulación con Homer también indicaron que se logra una mejor eficiencia de todo el sistema en el caso de tratar el bombeo de agua como carga diferible, es decir, una carga no prioritaria, que sólo se abastece en el caso de que se produzca exceso de energía (ya que no es necesario que la bomba este continuamente trabajando).
- Se contrastaron los resultados con un sistema híbrido sin almacenamiento y con un sistema compuesto sólo por grupo electrógeno, resultado más óptimo y económico un sistema híbrido con almacenamiento. El coste inicial disminuía en los sistemas sin almacenamiento y con sólo generación fósil, pero el NPC y el COE aumentaban, y la fracción renovable disminuía. Además, en el caso del sistema sin almacenamiento se producía más exceso de energía. Y en el sistema con sólo generación fósil se consumía un 248.5% más de litros de combustible, aumentando las emisiones de CO<sub>2</sub> de 698,959 kg/año a 2,435,576 kg/año.
- Además se realizó un análisis de sensibilidad para la variación de precio del diésel, simulando varios escenarios, concluyendo que con un aumento del precio de este los generadores cobraban menos importancia, trabajaban menos horas, y era necesario una aportación mayor por parte de las energías renovables.

- Finalmente en Homer se realizó un estudio en el que se evaluó diferentes escenarios de penetración de energía renovable, concluyendo que era imposible alcanzar el estado de penetración de 100% de energía renovable. Para lograrlo debería permitir que cierta carga no sea abastecida (algo inaceptable en una mina) o habría que aumentar el número de baterías, aumentando el NPC considerablemente.

En este apartado también se pudo apreciar un dato curioso, es que conforme se aumenta el número de baterías, el sistema tiende a ser más óptimo con más fotovoltaica que eólica. Esto es debido a que el sistema no precisa de la buena distribución horaria de la eólica y el sistema tendía a lo más barato, que es la fotovoltaica.

La conclusión y el resultado más importante a la que se llega en este apartado, es que se logra el objetivo del presente trabajo fin de grado, la de diseñar un sistema de generación y suministro eléctrico basado mayoritariamente en energías renovables para una comunidad isleña, con una penetración de energías renovables del 77%.

### 7.3 Conclusiones Matlab

Matlab puede llegar a ser una herramienta increíblemente potente y flexible para la simulación de sistemas híbridos, incluso superior al software comercial Homer Energy. Sin embargo, es importante destacar que la obtención de la mejor combinación posible depende de lo cerca o lejos que se aproxime el algoritmo y sus modelos matemáticos a la realidad. Cuanto más preciso sean, se obtendrán unos resultados mucho mejores.

En apartados anteriores se contrastaron las soluciones de Homer con Matlab, obteniendo unos resultados muy parecidos. No obstante, existían diferencias en cuanto a modelo matemático para el cálculo de la vida útil del sistema de almacenamiento, por lo que los costes de reemplazamiento aumentaban enormemente en Matlab.

Aun así, los resultados fueron muy similares por lo que se concluye que el algoritmo diseñado en Matlab es válido para realizar una aproximación a la solución del sistema híbrido.

Para finalizar este apartado, se presentan, a modo de conclusión, las ventajas y desventajas y puntos en común del algoritmo diseñado en Matlab frente al programa Homer:

#### Ventajas

- Accesibilidad: con Matlab se puede ver todos los resultados simulados en la matriz "Resultados", incluso aquellos que no cumplen los criterios de fiabilidad.
- Libre opción de escoger los intervalos de tiempo que se quiere simular.
- Posibilidad de simulación de más de un año.
- Flexibilidad: el código de Homer no es accesible para ser modificado, mientras que el de Matlab sí, lo que conlleva a que Matlab podría ofrecer un número infinito de opciones que Homer no. Se podría importar los precios del combustible de todo un año en vez de fijar uno como Homer, lo que ayudaría a ajustarse más a la realidad. También se podría introducir una curva de eficiencia en el convertidor. Se podría

simular las pérdidas y caídas de tensión que existen entre los diferentes conductores, y sus costes, etc.

### Limitaciones

- El algoritmo diseñado en Matlab no puede simular varias estrategias a la vez, mientras que Homer sí que puede.
- La interfaz de Matlab es algo complicada. El usuario necesita saber conocimientos mínimos de programación en Matlab para ejecutarlo. Esto se podría resolver mediante el diseño de una *Graphical User Interface* (GUI).
- El algoritmo diseñado en Matlab no está preparado para que el usuario pueda elegir si una carga es primaria o diferible.
- Matlab ofrece un menor número de gráficas que Homer si ofrece.
- El código de Matlab no permite simular paneles fotovoltaicos con seguidores. La estructura de estos es fija.

### Puntos en común

- El usuario puede elegir los inputs que desea simular de cada componente como potencia, vida útil, costes, etc.
- Mismo tratamiento económico.
- Simulación por defecto de intervalos de una hora.
- Posibilidad de la inclusión de la fiabilidad que se desea y eliminación de las soluciones que no cumplan el criterio.
- Búsqueda de la solución de menor NPC.

## 7.4 Líneas futuras

Hoy en día, las micro-redes están cobrando cada vez más importancia en el mundo. Ayudan a descentralizar el sistema y a evitar pérdidas por transporte de energía eléctrica por grandes distancias, entre otras.

Existen ya implantaciones en todo el mundo. En América destacan las siguientes instalaciones: AEP CERTS, Mad River, BC Hydro Boston. En Asia destacan las siguientes instalaciones: Japón (Shimizu, Hachinohe, Kyoto Eco-Energie, Aichi) y Hsinchiang en China.

Además, sin irnos muy lejos, tenemos casos muy cercanos de micro redes. Un ejemplo de ello es la micro red de la Universidad Pública de Navarra o la Micro red Atenea del CENER, en el polígono industrial Rocaforte de Sangüesa.

## Bibliografía

- [1] <http://homerenergy.com/index.html>
- [2] National Renewable Energy Laboratory, Getting Started Guide for HOMER Version 2.1, 2005.
- [3] [http://es.wikipedia.org/wiki/Mina\\_\(miner%C3%ADa\)](http://es.wikipedia.org/wiki/Mina_(miner%C3%ADa))
- [4] <https://pozosanfructuoso.wordpress.com/partes-de-una-mina/>
- [5] <http://es.wikipedia.org/wiki/Castillete>
- [6] <http://es.wikipedia.org/wiki/Brocal>
- [7] <http://www.fonamperu.org/general/pasivos/pasivos.php>
- [8] <http://ayudaelectronica.com/conexion-banco-baterias-plomo-acido/>
- [9] Panorama de la Minería en el Perú. Alfredo Dammert Lira y Fiorella Molinelli Aristondo. Septiembre 2007
- [10] [http://en.wikipedia.org/wiki/Mountaintop\\_removal\\_mining](http://en.wikipedia.org/wiki/Mountaintop_removal_mining)
- [11] [http://en.wikipedia.org/wiki/Shaft\\_mining](http://en.wikipedia.org/wiki/Shaft_mining)
- [12] [http://en.wikipedia.org/wiki/Drift\\_mining](http://en.wikipedia.org/wiki/Drift_mining)
- [13] [http://en.wikipedia.org/wiki/Slope\\_mining](http://en.wikipedia.org/wiki/Slope_mining)
- [14] [http://en.wikipedia.org/wiki/Coal\\_mining#Contour\\_mining](http://en.wikipedia.org/wiki/Coal_mining#Contour_mining)
- [15] [http://en.wikipedia.org/wiki/Surface\\_mining#Highwall\\_mining](http://en.wikipedia.org/wiki/Surface_mining#Highwall_mining)
- [16] <http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar2/>
- [17] <http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2/>
- [18] <http://espanol.weather.com/climate/sunRiseSunSet/Copiapo+AT+Chile+CIXX0030:1:CI?month=12>
- [19] <http://diario.latercera.com/2012/09/29/01/contenido/tendencias/26-119328-9-chile-posee-la-mayor-radiacion-solar-del-planeta.shtml>
- [20] <http://www.centralenergia.cl/2010/09/27/potencial-eolico-de-chile/> potencial eólico Chile
- [21] <http://es.wikipedia.org/wiki/Chile#Geograf.C3.ADA>
- [22] [http://es.wikipedia.org/wiki/Labor\\_%28miner%C3%ADa%29](http://es.wikipedia.org/wiki/Labor_%28miner%C3%ADa%29)
- [23] <http://vetaminera.cl/sistema-de-turnos/vetaminera/2013-09-25/185503.html>
- [24] [http://www.dt.gob.cl/1601/articles-100032\\_recurso\\_1.pdf](http://www.dt.gob.cl/1601/articles-100032_recurso_1.pdf)
- [25] bbk Institute of Mining Engineering
- [26] <http://es.wikipedia.org/wiki/Agrimensura>
- [27] [http://en.wikipedia.org/wiki/Rock\\_bolt](http://en.wikipedia.org/wiki/Rock_bolt)
- [28] <https://es.scribd.com/doc/29572881/Metodos-de-mineria-subterranea#scribd>
- [29] <http://www.insht.es/InshtWeb/Contenidos/Documentacion/TextosOnline/EnciclopediaOIT/tomo3/74.pdf>
- [30] <http://www.sernageomin.cl/pdf/mineria/seguridad/200812GuiaVentilacionMinas.pdf>
- [31] [http://cybertesis.unmsm.edu.pe/bitstream/cybertesis/2126/1/robles\\_af.pdf](http://cybertesis.unmsm.edu.pe/bitstream/cybertesis/2126/1/robles_af.pdf)
- [32] Reglamento general de normas básicas de seguridad minería (SMI)-Liteam ediciones
- [33] El mercado de las energías renovables no convencionales en Chile Diciembre 2014. ICEX
- [34] [http://www.nrel.gov/analysis/tech\\_lcoe\\_re\\_cost\\_est.html](http://www.nrel.gov/analysis/tech_lcoe_re_cost_est.html)
- [35] <http://www.windflow.co.uk/pdfs/windflow-turbines-uk-brochure>
- [36] <http://www.bencinaenlinea.cl/web2/buscar.php?region=4>
- [37] <http://www.diperk.cl/productos/grupos-electrogenos/grupos-electrogenos-diesel/>
- [38] <http://www.aquitosolar.cl/paneles-fotovoltaicos/497-PVP325MSE.html>
- [39] <http://datos.bancomundial.org/indicador/FR.INR.RINR/countries/CL?display=graph>
- [40] Configuraciones típicas de los sistemas híbridos. M.C. José Roberto Flores Hernández
- [41] [https://es.wikipedia.org/wiki/Grupo\\_electr%C3%B3geno](https://es.wikipedia.org/wiki/Grupo_electr%C3%B3geno)



## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1-Planificación tareas del presente trabajo fin de grado. Fuente: elaboración propia.....	15
Tabla 2-Capacidad instalada por sistema y tipo de central (MW). Fuente: CDEC SIC y CDEC SING, septiembre 2014 .....	24
Tabla 3-Principales empresas del sector minero. Fuente: Cochilco. Datos correspondientes al año 2013.....	25
Tabla 4-Proyectos de energías renovables en empresas mineras. Fuente: Universidad Católica de Valparaíso.....	26
Tabla 5-Clasificación de la minería por su tamaño. Fuente: MINEM.....	28
Tabla 6-Tipos de sistemas de excepcionales de distribución de jornadas de trabajo y descanso en empresas estudiadas. Fuente: Una aproximación a las condiciones de trabajo en la gran minería de altura .....	44
Tabla 7-Tabla de la introducción de datos de la carga eléctrica. Fuente: Homer.....	44
Tabla 8-Salida y puesta del Sol Copiapó, Chile. Fuente: google.....	47
Tabla 9-Distribución potencia en kW del alumbrado público de la mina seleccionada. Fuente: Elaboración propia .....	49
Tabla 10-Distribución de potencia en kW de la bomba hidráulica para cada hora. Fuente: Elaboración propia .....	51
Tabla 11-Distribución de potencia en kW de la cinta transportadora para cada mes. Fuente: Elaboración propia .....	52
Tabla 12-Comparación de fuentes de iluminación en minería. Fuente: 74. Minas y canteras...	53
Tabla 13-Distribución de potencia en kW de la iluminación interior para cada hora. Fuente: Elaboración propia .....	54
Tabla 14-Factores de utilización y de simultaneidad para cada carga. Fuente: Elaboración propia .....	55
Tabla 15-Variabilidad del factor de simultaneidad en función del número de viviendas. Fuente Universidad nacional mayor de San Marcos .....	55
Tabla 16-Distribución horaria de la potencia consumida (kW) en el campamento en un día típico. Fuente: elaboración propia .....	57
Tabla 17-Factores de utilización y de simultaneidad para cada carga del edificio de ingeniería. Fuente: Elaboración propia.....	58
Tabla 18-Distribución de potencia en kW del edificio de ingeniería para cada mes. Fuente: Elaboración propia .....	59
Tabla 19-Distribución de potencia en kW del motor del ascensor para cada hora. Fuente: Elaboración propia .....	61
Tabla 20-Distribución de potencia en kW de la locomotora para cada hora. Fuente: Elaboración propia .....	62
Tabla 21-Distribución de potencia en kW de la trituradora para cada mes. Fuente: Elaboración propia .....	63
Tabla 22-Distribución anual de potencia (kW) de todas las cargas en una mina. Fuente: elaboración propia .....	64
Tabla 23- Datos característicos de la demanda estimada de una mina. Fuente: elaboración propia .....	66

Tabla 24- Datos de la demanda estimada de una mina aplicando valores de variación aleatoria. Fuente: elaboración propia .....	66
Tabla 25-Proyectos de energía solar en operación en septiembre 2014. Fuente: CIFES, Estatus ERNC operación septiembre 2014 .....	68
Tabla 26-Proyectos de energía solar en construcción en septiembre 2014. Fuente: Systep, septiembre 2014. ....	68
Tabla 27-Proyectos de energía eólica en operación, septiembre de 2014. Fuente: CIFES y Systep, septiembre 2014.....	70
Tabla 28-Proyectos eólicos en construcción a febrero 2014. Fuente: Systep. ....	70
Tabla 29- Datos de las minas seleccionadas. Fuente: elaboración propia.....	85
Tabla 30-Datos de las minas seleccionadas. Fuente: elaboración propia.....	86
Tabla 31- Energía solar diaria sobre la mina seleccionada. Fuente: Universidad de Chile .....	87
Tabla 32- Radiación global horizontal mensual sobre la mina seleccionada. Fuente: Universidad de Chile.....	88
Tabla 33-Estadística básica para velocidad de viento a 50 metros. Fuente: explorador eólico .	90
Tabla 34-Principales orígenes de importación partida 8502.3100 (dólares CIF). Fuente: Legal Publishing .....	105
Tabla 35-Principales importadores partida 8502.3100 (dólares CIF). Fuente: Legal Publishing .....	106
Tabla 36-Principales marcas importadas partida 8502.3100 (dólares CIF). Fuente: Legal Publishing .....	106
Tabla 37-Aerogeneradores de potencia entre 100 y 330kW. Fuente: elaboración propia. ....	107
Tabla 38-Clasificación del emplazamiento según normativa IEC 61400. Fuente: IEC 61400....	107
Tabla 39-Clasificación del emplazamiento de la mina para diferentes alturas según normativa IEC 61400. Fuente: elaboración propia .....	107
Tabla 40-Valores de los parámetros empleados para la selección del aerogenerador. Fuente: elaboración propia .....	117
Tabla 41-Principales orígenes de importación partida 8541.4000 (dólares CIF). Fuente: Legal Publishing .....	118
Tabla 42-Principales importadores partida 8541.4000 (dólares CIF). Fuente: Legal Publishing .....	119
Tabla 43-Principales marcas importadas partida 8541.4000 (dólares CIF). Fuente: Legal Publishing .....	119
Tabla 44-Módulos fotovoltaicos del proveedor Aquito Solar. Fuente: elaboración propia .....	119
Tabla 45-Valor medio de albedo para cada terreno. Fuente: Dpto. de Ing. Eléctrica y Electrónica, Upna. ....	122
Tabla 46-Comparativa módulos fotovoltaicos. Fuente: elaboración propia .....	124
Tabla 47-Peso de cada componente en el presupuesto de un proyecto fotovoltaico. Fuente: Acciona Energía. ....	125
Tabla 48-Parámetros del sistema fotovoltaico para la simulación en Homer. Fuente: elaboración propia .....	140
Tabla 49-Longitud de rugosidad para diferentes tipos de terreno. Fuente: Homer.....	142
Tabla 50-Parámetros del aerogenerador para la simulación en Homer. Fuente: elaboración propia .....	146

Tabla 51-Parámetros del grupo electrógeno para la simulación en Homer. Fuente: elaboración propia .....	147
Tabla 52-Parámetros del grupo electrógeno para la simulación en Homer. Fuente: elaboración propia .....	148
Tabla 53-Parámetros del grupo electrógeno para la simulación en Homer. Fuente: elaboración propia .....	150
Tabla 54-Resultados Homer para cada estrategia y precio diésel 0.878\$/L. Fuente: elaboración propia .....	150
Tabla 55-Resultados del análisis de sensibilidad del precio del diésel. Fuente: elaboración propia a partir de Homer .....	152
Tabla 56-Comparación con un sistema sin almacenamiento. Fuente: elaboración propia.....	153
Tabla 57-Comparación con un sistema de generación fósil. Fuente: elaboración propia a partir de datos de Homer.....	154
Tabla 58-Comparación estrategias Homer. Fuente: elaboración propia .....	154
Tabla 59-Comparación sistemas de diferente fracción renovable. Fuente: elaboración propia .....	156
Tabla 60-Cálculo de la curva de potencia por tramos. Fuente: elaboración propia.....	159
Tabla 61-Comparación aspectos técnicos soluciones Matlab y Homer. Fuente: elaboración propia .....	172
Tabla 62-Comparación aspectos económicos soluciones Homer y Matlab. Fuente: elaboración propia .....	172

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-Logo de Homer. Fuente: Homer Energy .....	11
Figura 2-Logo de Matlab. Fuente: Matlab.....	12
Figura 3-Principales actores del segmento de generación en Chile. Fuente: CDEC SIC y CDEC SING.....	22
Figura 4-Principales actores del segmento de transmisión en Chile. Fuente: CDEC SIC y CDEC SING.....	22
Figura 5-Principales empresas del segmento de distribución en Chile. Fuente: CDEC SIC y CDEC SING.....	23
Figura 6-Capacidad instalada por sistema. Fuente: Ministerio de Energía. Actualizado a septiembre de 2014 .....	23
Figura 7-Demanda eléctrica por sector en Chile. Promedio 1997-2011. Fuente: INE .....	24
Figura 8-Proyección del consumo de energía eléctrica en la minería de cobre. Fuente: Cochilco .....	25
Figura 9-Mina subterránea. Fuente: google.....	27
Figura 10-Mina a cielo abierto. Fuente: google .....	27
Figura 11-Four Coal Mining Project Types: Open Mine, Drift Mine, Slope Mine and Shaft Mine .....	28
Figura 12-Técnicas Mineras: Principios de los Métodos de Explotación. Virgilio Castro .....	29
Figura 13-Ejemplo de Castillete. Fuente: google .....	30
Figura 14-Bocamina. Fuente: google .....	30
Figura 15-Caña de Pozo. Fuente: google.....	31
Figura 16-Eschema de una mina de capas inclinadas: A-Pozo B-Transversales C-Estériles D-Recorte E-Guías. ....	31
Figura 17-Eschema de una mina de interior. Fuente: google.....	32
Figura 18-Imagen de un coladero. Fuente: Universidad Nacional de Cajamarca .....	32
Figura 19-Máquina rozadora. Fuente: google.....	33
Figura 20-Ejemplo de transporte continuo mediante cinta transportadora. Fuente: google ....	33
Figura 21-Etapas de las operaciones en la minería subterránea. Fuente: google .....	34
Figura 22-Agrimensura (fase de reconocimiento). Fuente: google .....	34
Figura 23-Perforación en una mina subterránea. Fuente: google .....	35
Figura 24-Operación carga del explosivo. Fuente: google .....	35
Figura 25-Voladura (izq.) y ventilación (der.). Fuente: google.....	35
Figura 26-Operación carga de la roca arrancada. Fuente: google .....	36
Figura 27-Operación raspado y limpieza en la minería subterránea. Fuente: google .....	36
Figura 28- Operación proyección de hormigón en la minería subterránea. Fuente: google.....	37
Figura 29-Sostenimiento con pernos de anclaje de roca. Fuente: google.....	37
Figura 30-Eschema del método de cámaras y pilares. Fuente: 74. Minas y canteras.....	38
Figura 31-Cámaras y pilares en capas inclinadas. Fuente: Fundamentos de laboreo de minas.....	39
Figura 32-Explotación por subniveles. Fuente: 74. Minas y canteras.....	39
Figura 33-Cámaras almacén. Fuente: Fundamentos de laboreo de minas.....	40
Figura 34-Método corte y relleno. Fuente: Fundamentos de laboreo de minas.....	41
Figura 35-Eschema del método hundimiento por bloques. Fuente: Fundamentos de laboreo de minas .....	42

Figura 36- Esquema del método hundimiento por tajo largo. Fuente: Fundamentos de laboreo de minas .....	43
Figura 37-Trabajo por turnos, los mineros entran a trabajar. Fuente: google .....	43
Figura 38-Comparación profundidad de un pozo minero con la altura del edificio Taipei. Fuente: google.....	46
Figura 39-Esquema de tipos de ventilación auxiliar. Fuente: GUÍA METODOLÓGICA DE SEGURIDAD PARA PROYECTOS DE VENTILACIÓN DE MINAS .....	46
Figura 40-RATEAU VHRZ 165 de bartz. Fuente: google .....	47
Figura 41-Representación gráfica de la variabilidad del factor de simultaneidad en función del número de viviendas. Fuente: elaboración propia .....	56
Figura 42-Jaula minera. Fuente: google .....	60
Figura 43- Perfiles diarios de potencia (kW) para cada mes. Fuente: elaboración propia .....	65
Figura 44-Comparativa de la irradiancia global media horizontal de Chile con el resto del mundo. Fuente: 3TIER.....	67
Figura 45-Comparativa de la velocidad media del viento a 80 m de Chile con el resto del mundo. Fuente: 3TIER.....	69
Figura 46-Mapa solar de Chile. Fuente: Explorador solar de Chile .....	71
Figura 47-Recurso eólico región Arica y Parinacota.....	72
Figura 48-Minas dentro de la intersección con mejor recurso renovable. Fuente: elaboración propia .....	72
Figura 49-Zonas de mejor recurso solar (izq.) y eólico (der.) de la región de Tarapacá. Fuente: elaboración propia .....	73
Figura 50-Minas dentro de la intersección de mejor recurso renovable, región de Tarapacá. Fuente: elaboración propia.....	74
Figura 51-Zonas con mejor recurso solar (izq.) y eólico (der.) de la región de Antofagasta. Fuente: elaboración propia.....	75
Figura 52-Intersección de la zona con mejor recurso renovable y las minas que contiene. Región Antofagasta. Fuente: elaboración propia .....	76
Figura 53-Zona con mejor recurso solar y eólico de Atacama. Fuente: elaboración propia .....	77
Figura 54-Intersección de la zona de Atacama con mejor recurso renovable y las minas que contiene. Fuente: elaboración propia.....	77
Figura 55-Zona con mejor recurso renovable de la comuna de Diego de Almagro. Fuente: elaboración propia .....	78
Figura 56-Intersección zonas de mejor recurso renovable con las minas de la comuna de Tierra Amarilla. Fuente: elaboración propia.....	79
Figura 57-Intersección de la zona de mejor recurso renovable con las minas de comuna de Vallenar. Fuente: elaboración propia.....	80
Figura 58-Intersección zona de mejor recurso renovable con las minas de comuna de Alto del Carmen. Fuente: elaboración propia .....	81
Figura 59-Intersección zonas de mejor recurso renovable con las minas de la comuna de Copiapó. Fuente: elaboración propia.....	82
Figura 60-Conversión de coordenadas geográficas a UTM. Fuente: google.....	83
Figura 61-Zonas UTM de Chile- Fuente: Google Earth.....	83
Figura 62-Ciclo diario y estacional de la radiación diaria promedio en W/m <sup>2</sup> . Fuente: Universidad de Chile .....	88

Figura 63-Promedios mensuales de la insolación diaria. Fuente: Universidad de Chile.....	89
Figura 64-Ciclo anual de la insolación diaria. Fuente: Universidad de Chile.....	89
Figura 65-Frecuencia mensual de nubosidad. Fuente: Universidad de Chile .....	89
Figura 66-Ciclo anual (2010) y ciclo diario (2010). Fuente: explorador eólico.....	91
Figura 67-Velocidad de viento a 50 metros según la hora del día y mes. Fuente: explorador eólico .....	91
Figura 68-Ciclo diario de velocidad de viento a 50 metros. Fuente: explorador eólico .....	92
Figura 69-Ciclo diario de velocidad de viento a 50 metros. Fuente: explorador eólico .....	92
Figura 70-Serie de tiempo de la velocidad de viento a 50 m. Fuente: explorador eólico .....	93
Figura 71-Distribución de frecuencia de la velocidad de viento a 50 m. Fuente: explorador eólico .....	94
Figura 72-Rosa de la velocidad de viento a 50 m. Fuente: explorador eólico .....	94
Figura 73-Rosa de la velocidad de viento a 50 m. Fuente: explorador eólico .....	95
Figura 74-Perfil vertical medio. Fuente: explorador eólico.....	96
Figura 75-Ciclo diario del perfil vertical. Fuente: explorador eólico .....	97
Figura 76-Ciclo estacional de viento reconstruido. Fuente: explorador eólico .....	97
Figura 77-Configuración en serie. Fuente: fuente bibliográfica 40.....	99
Figura 78-Configuración en paralelo. Fuente: fuente bibliográfica 40 .....	100
Figura 79-Configuración conmutado. Fuente: fuente bibliográfica 40.....	101
Figura 80-Conexión en serie y en paralelo. Fuente: google.....	104
Figura 81-Ejemplo Intensidad de turbulencia efectiva. Fuente: Acciona Energía .....	108
Figura 82-Perfil vertical medio. Fuente: explorador eólico.....	110
Figura 83-Distribución Rayleigh aerogenerador elegido. Fuente: elaboración propia.....	111
Figura 84-Potencia (kW) para cada aerogenerador densidad 0,77kg/m3. Fuente: elaboración propia .....	112
Figura 85-Potencia disponible del viento para cada aerogenerador (kW). Fuente: elaboración propia .....	113
Figura 86-Comparación Cp de los distintos aerogeneradores. Fuente: elaboración propia ....	114
Figura 87-Comparación factor planta de los distintos aerogeneradores. Fuente: elaboración propia .....	115
Figura 88-Comparación COE de los distintos aerogeneradores. Fuente: elaboración propia..	116
Figura 89-Curvas de potencia, viento y Cp para WINDFLOW W33-250. Fuente: elaboración propia .....	118
Figura 90-Perfil diario irradiancia extraatmosférica (azul), global (rojo) e incidente (verde) cada mes. Fuente: elaboración propia .....	121
Figura 91-Influencia de la Tª en una célula solar. Fuente: Dpto. de Ing. Eléctrica y Electrónica, Upna .....	122
Figura 92-Perfiles diarios T <sub>ambiente</sub> (azul) y T <sub>célula</sub> (rojo) del módulo elegido para cada mes. Fuente: elaboración propia.....	123
Figura 93-Ajuste del convertidor a los requerimientos el sistema. Fuente: elaboración propia .....	127
Figura 94-Configuración del sistema híbrido. Fuente: Homer .....	128
Figura 95-Inputs del control del sistema. Fuente: Homer .....	129
Figura 96-Restricciones. Fuente: Homer .....	130
Figura 97-Tasa de interés real de Chile. Fuente: Banco Mundial.....	131

Figura 98- Datos de referencia promedios mensuales. Fuente: Homer .....	132
Figura 99-Datos de referencia del perfil diario. Fuente: Homer .....	133
Figura 100-Distribución de frecuencia (%) de potencia (kW). Fuente: Homer .....	133
Figura 101-Datos de referencia promedios mensuales. Fuente: Homer .....	135
Figura 102-Datos de referencia del perfil diario. Fuente: Homer .....	135
Figura 103-Distribución de frecuencia (%) de potencia (kW). Fuente: Homer .....	136
Figura 104-Estaciones de servicio de diésel en la región de Atacama. Fuente: Comisión Nacional de Energía de Chile.....	136
Figura 105-Precio Diésel en la región de Copiapó a lo largo de los años. Fuente: Comisión Nacional de Energía de Chile.....	137
Figura 106-Introducción datos de radiación a Homer. Fuente: Homer .....	138
Figura 107- Perfiles diarios para cada mes. Fuente: Homer .....	138
Figura 108-Temperatura ambiente del emplazamiento de la mina elegida a lo largo del año. Fuente: Homer .....	139
Figura 109-Ciclo diario del perfil vertical. Fuente: explorador eólico .....	141
Figura 110-Comparación método logarítmico y ley de potencia. Fuente: elaboración propia	143
Figura 111-Distribución de frecuencia de la velocidad de viento a 50 m. Fuente: explorador eólico .....	143
Figura 112-Ajuste por mínimos cuadrados para el cálculo del factor de forma (k). Fuente: elaboración propia .....	144
Figura 113-Inputs del recurso eólico. Fuente: Homer .....	145
Figura 114-Integración de los componentes desde las células VL hasta la Intensium Max +20E. Fuente: Saft .....	149
Figura 115-Detalles Eléctricos de la solución. Fuente: Homer .....	151
Figura 116-Variación de la fracción renovable y el consumo de diésel frente al precio de este. Fuente: Homer .....	152
Figura 117-Variación de NPC y capital inicial frente al precio del diésel. Fuente: Homer .....	153
Figura 118-Comparación estado de carga LF y CC+. Fuente: Homer .....	155
Figura 119-NPC y Coste Inicial vs Fracción Renovable. Fuente: elaboración propia .....	156
Figura 120-Diagrama de flujo de la primera parte del algoritmo de Matlab. Fuente: elaboración propia .....	167
Figura 121-Diagrama de flujo de la segunda parte del algoritmo de Matlab. Fuente: elaboración propia .....	168
Figura 122-Diagrama de flujo de la tercera parte del algoritmo de Matlab. Fuente: elaboración propia .....	171



## ANEXOS

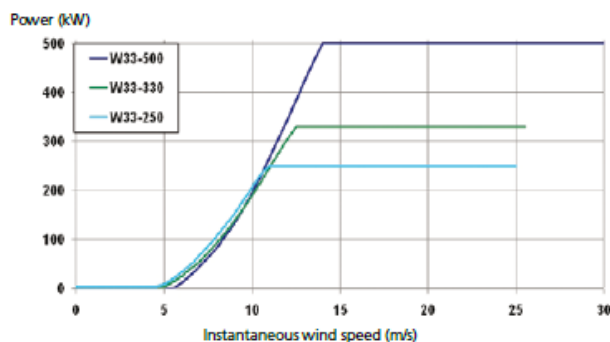
### Anexo I-Hoja de características del aerogenerador WINDFLOW W33-250:

#### Why Windflow Turbines?

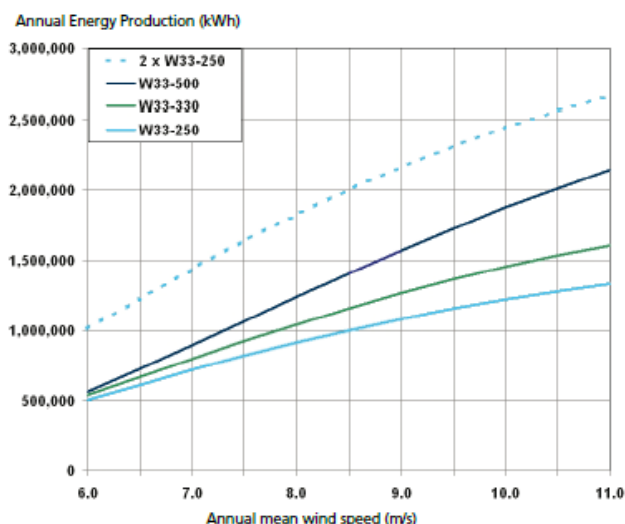
The Windflow turbine is a fully IEC certified turbine made with high quality manufacturing exclusively in New Zealand, Australia, UK and Europe. The company's flagship turbine, the Windflow 500, has a proven track record with almost 100 turbines operating on some of the toughest, windiest wind farm locations in the world. The Windflow 330 and the Windflow 250 variants of this original design offer the same outstanding performance but are optimised for medium wind sites.

With low visual and environmental impact, the Windflow turbines easily obtain planning consent, and are easy to transport and install. Comprehensive warranty options and local approved O&M providers help ensure continued operation to maximise the return on investment.

#### Calculated Power Curve



#### Annual Energy Production



Turbine model	W33-250	W33-330	W33-500
<b>Turbine rating</b>	250 kW	330 kW	500 kW
<b>1 BLADE</b>			
Make	Wind Blades Ltd		
Material	Laminated wood/epoxy		
Air brake	Full-span pitch		
Weight	900 kg		
<b>2 ROTOR</b>			
Number of blades	2		
Rotor diameter	33.2 m		
Rotor speed	40–42rpm	40–42rpm	48–51rpm
Swept area	866 m <sup>2</sup>		
Hub height	30 m or 50 m		
Orientation	Upwind		
Regulation	Full-span pitch		
Hub	Teetering (pitch-coupled)		
Weight (hub and blades)	4,000 kg		
<b>3 HYDRAULIC SYSTEM</b>			
3a. Power unit	7.5 kW axial piston pump		
3b. Yawing	1.3°/ 2°/sec geared motor		
3c. Pitch actuation	Linear actuator		
3d. Braking	Fail-safe calliper		
3e. Torque limiting	Radial piston pump		
<b>4 GEARBOX</b>			
Type	Hicks planetary/parallel TLG		
No of stages	4		
Overall ratio	37.5:1	37.5:1	30.9:1
Rated torque	114 kN.m		
<b>5 GENERATOR</b>			
Type	Synchronous		
Nominal power	250 kW	330 kW	500 kW
Speed	1,500 rpm		
Voltage	415 V		
Frequency	50 Hz		
<b>6 TOWER</b>			
Type	Tubular		
Height	29 m or 49 m		
<b>CONTROLLER</b>			
Make	Bremca Industries Ltd		
Cut in system	Auto-synch		
Logic system	PLC		
<b>WEIGHT</b>			
Nacelle & rotor	13,700 kg		
<b>PERFORMANCE</b>			
Maximum power	250 kW	330 kW	500 kW
Low wind cut-in (steady wind)	4.6 m/s	4.6 m/s	5.4 m/s
Low wind cut-in (IEC Class A turbulence)	3.9 m/s	3.9 m/s	4.7 m/s
Rated power at (steady wind)	11 m/s	12.5 m/s	13.9 m/s
Rated power at (IEC Class A turbulence)	12.6 m/s	14.8 m/s	15.5 m/s
High wind cut-out	25 m/s	26 m/s	30 m/s
<b>CERTIFICATION:</b>			
Type approval	Lloyd's Register		
Turbine design	IEC 61400-1 (edition 3) Class 1A		
Quality accreditation	ISO 9001: 2008		



## Anexo II-Hoja de características del módulo fotovoltaico SunEdison F325ByC:

# F330 SOLAR MODULE

### PHYSICAL PARAMETERS

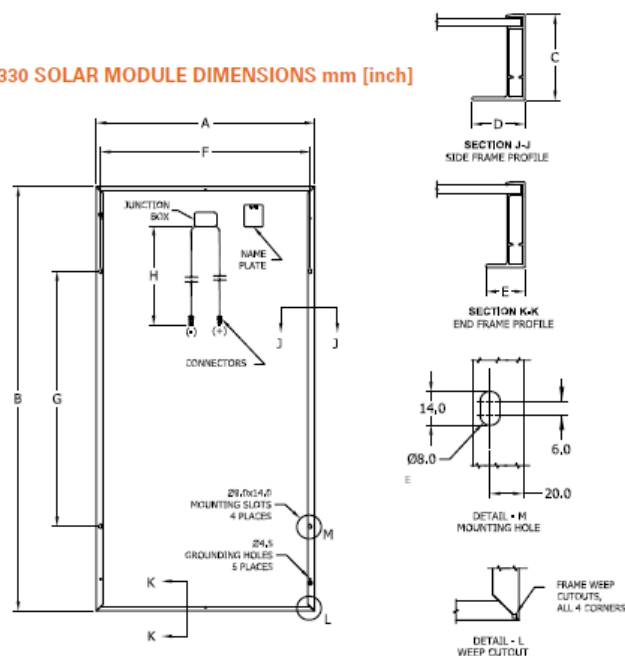
Module Dimensions (mm)	1,976 x 990 x 50
Module Weight (kg)	22
Cell-Type	Solaicx CCz Mono-crystalline
Number of Cells	72
Frame Material	Anodized Aluminum
Glass (mm)	3.2 Tempered ARC glass

### TEMPERATURE COEFFICIENTS AND PARAMETERS\*

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT) (°C)	47.0 ± 2
Temperature Coefficient of Pmax (%/°C)	-0.45
Temperature Coefficient of Voc (%/°C)	-0.33
Temperature Coefficient of Isc (%/°C)	0.05
Operating Temperature (°C)	-40 to +85
Maximum System Voltage (V)	1000 (UL & IEC)
Limiting Reverse Current (A)	9.10
Maximum Series Fuse Rating (A)	15
Power Selection (W)	-0/+5

Temperature coefficients may vary by ±10%

### F330 SOLAR MODULE DIMENSIONS mm [inch]



### ELECTRICAL CHARACTERISTICS\*

Model #	F310ByC	F315ByC	F320ByC	F325ByC	F330ByC	F335ByC
Rated Maximum Power Pmax (W)	310	315	320	325	330	335
Open-Circuit Voltage Voc (V)	45.3	45.7	45.9	46.0	46.2	46.4
Short Circuit Current Isc (A)	9.16	9.23	9.26	9.27	9.28	9.29
Module Efficiency (%)	15.8	16.1	16.4	16.7	16.9	17.1
Maximum Power Point Voltage Vmpp (V)	36.2	36.6	37.0	37.3	37.7	37.9
Maximum Power Point Current Imp (A)	8.57	8.63	8.68	8.72	8.77	8.85

All electrical data at standard test conditions (STC): 1000W/m², AM1.5, 25°C  
Electrical characteristics may vary by ±5% and power by -0/+5W

\* Listed specifications are subject to change without prior notice.

y indicates manufacturing location:  
M = Malaysia, C = Canada, D = Europe,  
X = Mexico, P = PRC, T = Taiwan

#### Module Dimensions

A - 990 [39.0] B - 1,976 [77.8] C - 50 [2.0]  
D - 30 [1.2] E - 22 [0.9]

#### Mounting Hole Spacing

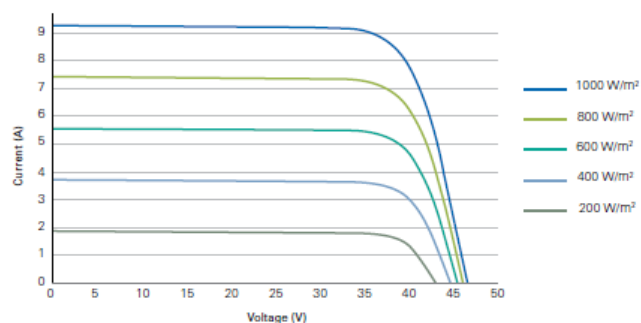
F - 950 [37.4] G - 1,188 [46.8]

#### Cable Length

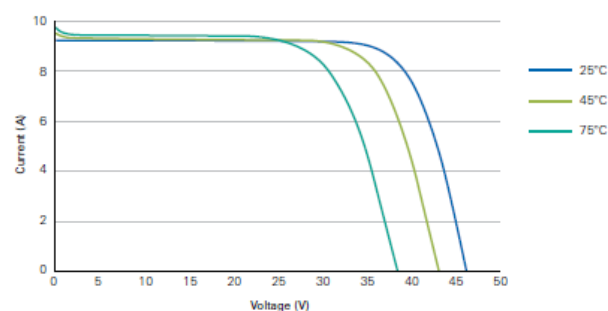
H - 1,000 [39.4] \*H - 1,300 [51.2]

\*option available upon request; please contact your local sales representative for more information.

### IV CURVES AT MULTIPLE IRRADIANCES\* [25°C]



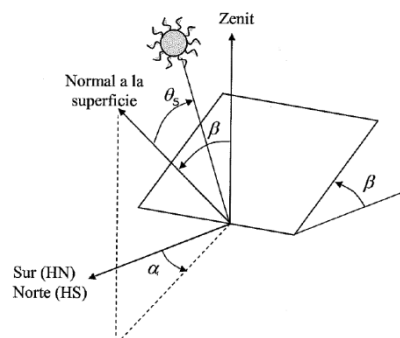
### IV CURVES AT MULTIPLE TEMPERATURES\* [1000 W/m²]



### Anexo III-Proceso para calcular la irradiancia incidente sobre el generador fotovoltaico

Como se dijo en el apartado 8.3.2. la potencia generada por el módulo fotovoltaico depende de la irradiancia que golpea su superficie, la cual en general no es horizontal. Este anexo describe el proceso para su cálculo, el cual está basado en los métodos de los primeros dos capítulos de *Duffie and Beckman (1991)*.

La orientación del generador fotovoltaico puede ser descrita usando dos parámetros, el azimut y la inclinación. La inclinación es el ángulo formado entre la superficie del panel y la horizontal. Un ángulo de 0 indica una orientación horizontal, mientras que 90° indica una orientación vertical. El azimut es la dirección a la que se enfrenta el panel. Un ángulo de 0 corresponde al sur. Valores positivos corresponden a orientaciones oeste y valores negativos a orientaciones este.

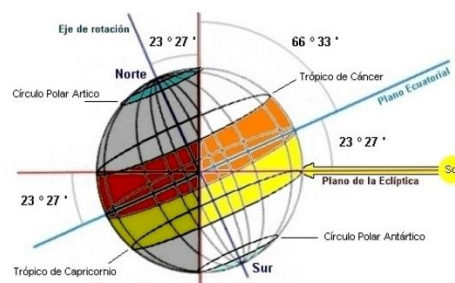


Otros factores relevantes para la geometría de la situación son la latitud, el tiempo del año y el tiempo del día. El tiempo del año afecta a la declinación solar, que es el ángulo formado por el vector sol y el ecuador celeste:

$$\delta = 23.45^\circ \sin \left( 360^\circ \frac{284 + n}{365} \right)$$

Donde:

n= es el día del año (número entre 1 y 365)



El tiempo del día afecta a la localización del sol en el cielo, que se puede describir con el ángulo horario. Se considera positivo desde el mediodía hasta la tarde y negativo hacia la mañana.

$$\omega = (t_s - 12\text{hr}) \cdot 15^\circ/\text{hr}$$

Donde:

$t_s$  es tiempo solar (hr)

Para una superficie de cualquier orientación, se puede definir el ángulo de incidencia, el ángulo entre el rayo de sol y la normal a la superficie.

$$\begin{aligned} \cos \theta = & \sin \delta \sin \phi \cos \beta \\ & - \sin \delta \cos \phi \sin \beta \cos \gamma \\ & + \cos \delta \cos \phi \cos \beta \cos \omega \\ & + \cos \delta \sin \phi \sin \beta \cos \gamma \cos \omega \\ & + \cos \delta \sin \beta \sin \gamma \sin \omega \end{aligned}$$

Donde

$\theta$ : ángulo de incidencia (°)

$\beta$ : es la inclinación de la superficie (°)

$\gamma$ : es el azimut de la superficie (°)

$\phi$ : es la latitud (°)

$\delta$ : es la declinación solar (°)

$\omega$ : es el ángulo horario (°)

Un ángulo de incidencia de particular importancia es el ángulo cenit, que es el ángulo entre la línea vertical y la línea del Sol. El ángulo es 0 cuando el sol está directamente por encima, y un ángulo de 90° cuando el sol está en el horizonte. Como una superficie horizontal tiene una inclinación de 0°, se puede encontrar una ecuación para el ángulo zenit estableciendo  $\beta=0^\circ$  en la ecuación de arriba, resultando:

$$\cos \theta_z = \cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \phi \sin \delta$$

Donde

$\theta_z$ : ángulo zenit (°)

En cuanto a la radiación extraatmosférica, se asume que la energía del sol es constante en el tiempo. Sin embargo, la cantidad de radiación que golpea la atmósfera terrestre varía a lo largo del año porque la distancia entre el sol y la tierra varía a lo largo debido a la excentricidad de la órbita terrestre.

$$\epsilon = 1 + 0.033 \cdot \cos \frac{360n}{365}$$

Donde

$\epsilon$ : excentricidad

$n$ : día del año (1-365)

Para calcular la irradiancia extraatmosférica normal, definida como los W/m<sup>2</sup> que golpean la superficie perpendicular a los rayos del sol en la parte superior de la atmósfera terrestre, se usa la siguiente fórmula:

$$G_{on} = G_{sc} \cdot \epsilon$$

Donde

$G_{on}$ : irradiancia extraatmosférica normal (W/m<sup>2</sup>)

$G_{sc}$ : constante solar (1367 W/m<sup>2</sup>)

Para calcular la irradiancia extraatmosférica horizontal, definida como los W/m<sup>2</sup> que golpean una superficie horizontal en la parte superior de la atmósfera, se usa la siguiente ecuación:

$$G_0 = G_{on} \cdot \cos \theta_z$$

El ratio entre la irradiancia global horizontal sobre la superficie terrestre y la extraatmosférica se llama índice de claridad:

$$k_T = \frac{G}{G_0}$$

Podemos diferenciar dos tipos de radiación, que juntas suman la irradiancia global. La irradiancia directa es aquella que llega hasta la superficie de la tierra sin sufrir ninguna dispersión por la atmósfera y que por tanto depende fuertemente de la orientación del panel. El resto de la irradiancia es la difusa, cuya dirección cambia por la atmósfera. La irradiancia difusa viene de todas partes del cielo y, a diferencia de la directa, no proyecta sombra y tampoco es relevante en la orientación del panel.

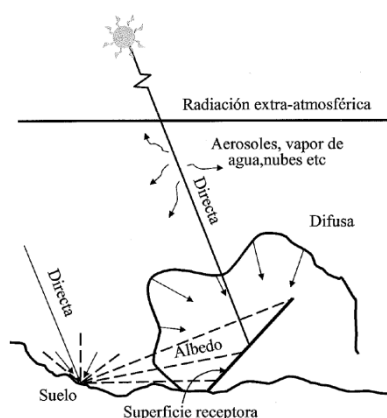
$$G = G_b + G_d$$

Donde:

$G_b$ : irradiancia directa ( $\text{W/m}^2$ )

$G_d$ : irradiancia difusa ( $\text{W/m}^2$ )

Cabe decir que en realidad habría que añadir la irradiancia producida por el albedo, que es la irradiancia reflejada por la tierra. El método de *Duffie and Beckman (1991)*, en lugar de considerarla en la anterior ecuación, la considera en la fórmula final de irradiancia incidente en el generador fotovoltaico.



Para calcular la irradiancia difusa se utiliza la correlación de *Erbs et al. (1982)*, la cual proporciona la fracción difusa ( $k_d$ ) como función del índice de claridad ( $k_T$ ):

$$\frac{\overline{G_d}}{\overline{G}} = \begin{cases} 1.0 - 0.09 \cdot k_T & \text{for } k_T \leq 0.22 \\ 0.9511 - 0.1604 \cdot k_T + 4.388 \cdot k_T^2 - 16.638 \cdot k_T^3 + 12.336 \cdot k_T^4 & \text{for } 0.22 < k_T \leq 0.80 \\ 0.165 & \text{for } k_T > 0.80 \end{cases}$$

Sin embargo, la irradiancia difusa se divide a su vez en tres componentes: la componente isotrópica, que viene de todas las partes del cielo por igual; la circunsolar, que emana de la dirección del sol, y la componente de horizonte de brillo, que emana del horizonte. Para este propósito se usa el modelo HDKR. Antes de aplicarlo, debemos de definir tres factores más.

La siguiente ecuación define  $R_b$ , el ratio del haz de radiación sobre una superficie inclinada y el haz sobre una superficie horizontal:

$$R_b = \frac{\cos\theta}{\cos\theta_z}$$

El índice de anisotropía,  $A_i$ , es una medida de la transmitancia atmosférica del haz de radiación. Este factor es usado para estimar la cantidad de irradiancia circunsolar difusa.

$$A_i = \frac{G_b}{G_0}$$

El factor para dar cuenta del horizonte de brillo. El término está relacionado con la nubosidad.

$$f = \sqrt{\frac{G_b}{G}}$$

El modelo HDKR calcula la irradiancia global que incide sobre el panel fotovoltaico:

$$G_T = (G_b + G_d A_i) R_b + G_d (1 - A_i) \left( \frac{1 + \cos\beta}{2} \right) \left[ 1 + f \sin^3 \left( \frac{\beta}{2} \right) \right] + G \rho_g \left( \frac{1 - \cos\beta}{2} \right)$$

Donde:

$\beta$ : inclinación de la superficie (°)

$\rho_g$ : reflectancia de la tierra o albedo (%)

## Anexo IV- Desarrollo de la ecuación para la obtención de la temperatura de la célula:

Este anexo describe como se calcula la temperatura de la célula a partir de la temperatura ambiente y la irradiancia que golpea el módulo.

Para empezar, podemos definir el balance energético para un módulo fotovoltaico, usando la siguiente ecuación de Duffie and Beckman (1991):

$$\tau\alpha G_T = \eta_c G_T + U_L (T_c - T_a)$$

Donde:

$\tau$ : transmitancia solar (%)

$\alpha$ : absorptancia solar del generador fotovoltaico (%)

$G_T$ : irradiancia solar que golpea el módulo PV (kW/m<sup>2</sup>)

$\eta_c$ : eficiencia de conversión eléctrica del módulo PV (%)

$U_L$ : coeficiente de transferencia de calor a los alrededores (kW/m<sup>2</sup>°C)

$T_c$ : temperatura de la célula PV (°C)

$T_a$ : temperatura de ambiente (°C)

La ecuación anterior indica que existe un equilibrio entre, por un lado, la energía solar absorbida por el generador fotovoltaico, y por el otro lado, la salida eléctrica más la transferencia de calor a los alrededores. Podemos resolver la ecuación para  $T_c$ :

$$T_c = T_a + G_T \left( \frac{\tau\alpha}{U_L} \right) \left( 1 - \frac{\eta_c}{\tau\alpha} \right)$$

Es difícil medir el valor de  $(\tau\alpha/U_L)$  directamente, por lo que en su lugar los fabricantes proporcionan la Temperatura de Operación Nominal de la Célula ( $T_{c,NOCT}$ ), la cual está definida como aquella temperatura que alcanzan las células cuando se somete al módulo a las denominadas Condiciones Nominales de Operación: irradiancia 800W/m<sup>2</sup> ( $G_{T,NOCT}$ ), temperatura ambiente 20°C ( $T_{a,NOCT}$ ) y ninguna operación de carga ( $\eta_c=0$ ). Resolviendo  $\tau\alpha/U_L$ , se obtiene:

$$\frac{\tau\alpha}{U_L} = \frac{T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}}{G_{T,NOCT}}$$

Si asumimos que  $(\tau\alpha/U_L)$  es constante, podemos sustituir la anterior expresión en la ecuación de la temperatura de la célula:

$$T_c = T_a + G_T \left( \frac{T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}}{G_{T,NOCT}} \right) \left( 1 - \frac{\eta_c}{\tau\alpha} \right)$$

Podemos sumir un valor de 0.9 para  $\tau\alpha$ , como sugiere *Duffie and Beckman (1991)*. Como el término  $\eta_c / \tau\alpha$  es pequeño en comparación con la unidad, esta suposición no introduce un error significativo.

También se asume que el módulo PV siempre trabaja en su punto de máxima potencia, como si estuviera controlado por un seguidor MPP. Esto significa que la eficiencia de la célula es siempre igual a la eficiencia en su punto de máxima potencia ( $\eta_{mp}$ ):

$$\eta_c = \eta_{mp}$$

Entonces, en la ecuación de  $T_c$  podemos reemplazar  $\eta_c$  por  $\eta_{mp}$ :

$$T_c = T_a + (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}) \left( \frac{G_T}{G_{T,NOCT}} \right) \left( 1 - \frac{\eta_{mp}}{\tau\alpha} \right)$$

Sin embargo,  $\eta_{mp}$  depende de la temperatura de la célula. Se asume que la eficiencia varía linealmente con la temperatura de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\eta_{mp} = \eta_{mp,STC} [1 + \alpha_P (T_c - T_{c,STC})]$$

Donde:

$\eta_{mp,STC}$ : eficiencia en el punto de máxima potencia bajo condiciones estándar (%)

$\alpha_P$ : coeficiente de temperatura de potencia (%/°C)

$T_{c,STC}$ : temperatura de la célula bajo condiciones estándar (25°C)

Normalmente el coeficiente de temperatura P es negativo, por lo que la eficiencia del módulo PV decrece conforme la temperatura aumenta. Sustituyendo la ecuación de eficiencia y despejando  $T_c$ , resulta la expresión final:

$$T_c = \frac{T_a + (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}) \left( \frac{G_T}{G_{T,NOCT}} \right) \left[ 1 - \frac{\eta_{mp,STC} (1 - \alpha_P T_{c,STC})}{\tau\alpha} \right]}{1 + (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}) \left( \frac{G_T}{G_{T,NOCT}} \right) \left( \frac{\alpha_P \eta_{mp,STC}}{\tau\alpha} \right)}$$

(La temperatura en la anterior ecuación debe introducirse en grados kelvin).

## Anexo V-Hoja de características del grupo electrógeno:



www.FGWilson.com

# P500P3/P550E3



Imagen con finalidad ilustrativa únicamente

Valores de potencia de salida		
Modelo de grupo electrógeno	Continua*	Emergencia*
380-415V, 50Hz	500,0 kVA / 400,0 kW	550,0 kVA / 440,0 kW
	- / -	- / -

Valores con factor de potencia 0,8

### Potencia continua

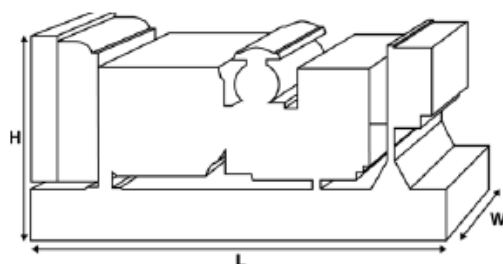
Estos valores son aplicables para suministro de potencia eléctrica continua (a carga variable) en lugar de potencia comercialmente adquirida. No hay limitación de horas anuales de funcionamiento y este modelo puede suministrar potencia de sobrecarga de un 10% durante 1 hora cada 12 horas.

### Potencia de emergencia

Estos valores son aplicables para el suministro de potencia eléctrica continua (a carga variable) en el caso de un fallo de la potencia de la compañía eléctrica. No se permite sobrecarga de estos valores. El alternador en este modelo está dimensionado para el valor máximo continuo (como se define en la ISO 8528-3).

### Condiciones de referencia estándar

Nota: Condiciones de referencia estándar: temperatura de entrada del aire 25 °C (77 °F) y 30% de humedad relativa a 100m (328 pies) sobre el nivel del mar. Datos de consumo de combustible a plena carga, con combustible diesel y con un peso específico de 0,85 y según la BS2869: 1998, Clase A2.



Datos de potencia y rendimiento		
Marca y modelo de motor	Perkins 2506A-E15TAG2	
Alternador fabricado para FG Wilson por:	Leroy Somer	
Modelo de alternador :	LL6114F	
Cuadro de control	PowerWizard 1	
Tipo de bancada:	Mécanosoudé en acier	
Tipo/valor de Interruptor :	3 Mole MCCB	
Frecuencia	50 Hz	60 Hz
Velocidad del motor: RPM	1500	-
Capacidad del depósito de combustible: litros (galones estadounidenses)	928 (245,2)	
Consumo de combustible:		
l/h (galón estadounidense/h)	- Continua	97,2 (25,7)
	- Emergencia	106,8 (28,2)

### Opciones disponibles

En FG Wilson ofrecemos una serie de funciones opcionales para adaptar nuestros grupos electrógenos con el objetivo de satisfacer sus necesidades energéticas. Las opciones incluyen:

- Mejora para la certificación CE
- Amplia gama de carenas insonorizadas
- Un surtido de controles de grupos electrógenos y paneles de sincronización
- Alarmas y paradas adicionales
- Una selección de niveles de ruido del silencioso de escape

Si desea más información sobre todos los elementos estándares u opcionales que acompañan a este producto, contacte con su distribuidor local o visite: [www.FGWilson.com](http://www.FGWilson.com)

### Dimensiones y Pesos

Largo: (L) mm (in)	Ancho (W) mm (in)	Alto (H) mm (in)	Seco kg (lb)	Con líquidos kg (lb)
3700 (145,7)	1100 (43,3)	2143 (84,4)	3920 (8642)	3958 (8726)
Seco = Con aceite lubricante		Con líquidos = Con aceite lubricante, y refrigerante		

Valores conformes con las normas ISO 8528, ISO 3046, IEC 60034, BS5000 y NEMA MG-1/22. El grupo electrógeno de la ilustración puede contener accesorios opcionales.

FG Wilson dispone de fábricas en los siguientes países:

**Irlanda del Norte • Brasil • China • India • Estados Unidos**

Con oficinas centrales en Irlanda del Norte, FG Wilson opera a través de una red Internacional de distribuidores. Para ponerse en contacto con su oficina local de ventas, visite la página web de FG Wilson en [www.FGWilson.com](http://www.FGWilson.com)



Datos técnicos del motor		
Nº de cilindros/alineación:	6 / En línea	
Ciclo:	4-tiempo	
Diámetro/Carrera: mm (pulg.)	135,0 (5,3)/167,0 (6,6)	
Aspiración:	Carga De TurboCharged Aa Refrescada	
Sistema de enfriamiento:	Agua	
Tipo de regulador:	Electrónico	
Clase de regulador:	ISO 8528 G2	
Relación de compresión:	16.0:1	
Cilindrada: litros (pulg. cúbicas)	15,2 (927,6)	
Momento de Inercia: kg/m <sup>2</sup> (lb/pulg. <sup>2</sup> )	4,29 (14660)	
Sistema eléctrico del motor:		
- Tensión/Tierra	24/Negativa	
- Amperios del cargador de baterías	70	
Peso: kg (lb)	- Seco	1633 (3600)
	- Con líquidos	1714 (3779)

Rendimiento	50 Hz	60 Hz
Velocidad del motor: rpm	1500	-
Gross Engine Power: kW (hp)		
- Continua	443,0 (594,0)	-
- Emergencia	487,0 (653,0)	-
BMEP: kPa (psi)		
- Continua	2471,0 (358,4)	-
- Emergencia	2717,0 (394,0)	-

Sistema de combustible

Tipo de filtro de combustible: Elemento recambiable

Combustible recomendado: Diesel Clase A2

Consumo de combustible: (l/h (galón estadounidense/h))

	110%	100%	75%	50%
Continua	Carga	Carga	Carga	Carga
50 Hz	106,8 (28,2)	97,2 (25,7)	73,6 (19,4)	50,4 (13,3)
60 Hz	-	-	-	-

	110%	100%	75%	50%
Emergencia	Carga	Carga	Carga	Carga
50 Hz		106,8 (28,2)	80,7 (21,3)	55,0 (14,5)
60 Hz		-	-	-

(Basado en combustible diesel con un peso específico de 0,84 y conforme a BS2869, Clase A2)

Sistema de aire	50 Hz	60 Hz
Tipo de filtro de aire:	Paper Element 18"	
Flujo de aire de combustión:		
m³/min. (cfm)	- Continua 30,5 (1077)	-
	- Emergencia 32,0 (1130)	-
Restricción máx. en admisión de aire de combustión: kPa (en H <sub>2</sub> O)	6,2 (24,9)	-

Sistema de refrigeración	50 Hz	60 Hz
Capacidad del sistema de refrigeración: l (galones estadounidenses)	38,3 (10,1)	-
Tipo de bomba de agua: Centrifuga		
Calor disipado en el agua y aceite		
lubricante: kW (Btu/min)	- Continua	157,0 (8928)
	- Emergencia	166,0 (9440)
Radiación de calor a la sala: Radiación de calor desde el motor y el alternador		
kW (Btu/min)	- Continua	47,0 (2673)
	- Emergencia	49,0 (2787)
Consumo del ventilador del radiador: kW (hp)	16,0 (21,5)	-
Flujo del aire de refrigeración del radiador: m <sup>3</sup> /min (cfm)	660,0 (23308)	-
Restricción máx. externa en el caudal de aire de refrigeración: Pa (in H <sub>2</sub> O)	125 (0,5)	-

Sistema de refrigeración diseñado para operar en condiciones ambientales de hasta 50 °C (122 °F). Contacte con su distribuidor local de FG Wilson para obtener información acerca de los valores de potencia en condiciones específicas de la instalación.

Sistema de lubricación	
Tipo de filtro de aceite:	Eco, flujo completo
Capacidad total de aceite en litros : (galones estadounidenses)	62,0 (16,4)
Capacidad del cárter en litros : (galones estadounidenses)	53,0 (14,0)
Tipo de aceite:	API CI4 15W-40
Sistema de enfriamiento:	Agua

Sistema de escape	50 Hz	60 Hz
Tipo de silenciador:	Industrial	
Modelo y unidades de silenciadores:	SD150 (1)	
Pérdida de carga total en el sistema del silenciador: kPa (pulg. de Hg)	0,34 (0,100)	-
Nivel de reducción de ruido del silenciador: dB (A)	15	-
Máx contrapresión permitida: kPa (pulg. de Hg)	6,8 (2,0)	-
Caudal de gases de escape: m <sup>3</sup> /min (cfm)		
	- Continua	81,0 (2860)
	- Emergencia	87,0 (3072)
Temperatura de gases de escape: °C (°F)		
	- Continua	514 (957)
	- Emergencia	528 (982)

## Anexo VI-Datos de la Batería Intensium Max +20E

# Delivering megawatts of energy storage



## Excellent energy and power characteristics in an efficient format

Intensium Max is delivered in a standardised 20-foot container that can be easily and efficiently transported to wherever you need it – including hard to reach spots.

The fully-integrated solution provides excellent power and energy characteristics with the flexibility and scalability to suit many different applications. Multiple containers can be integrated within a single Energy Storage System to deliver the desired high levels of energy (MWh) and power (MW).

### Power and energy ratings:

	IM 20E High Energy	IM+ 20E High Energy Plus	IM 20M Medium Power	IM 20P High Power
Energy (kWh)	620	1000	580	420
Continuous discharge power (kW)	900	500	1100	1600
Peak discharge power 1min (kW)	1100	500	1100	1800
Nominal charge power (kW)	300	500	600	800
Current max (A)	1600	600	1600	2500
Voltage range (V)	609 - 812	588 - 790	609 - 812	609 - 812
Dimensions L x W x H (m)	6.1 x 2.5 x 2.9			
Dimensions including roof L x W x H (m)	7.0 x 3.0 x 3.3			
Weight (t)	14.5	16.5	14.5	14.5

### Each container comprises:

- Battery management system
- Active cooling system
- Monitoring panel
- Power and communication interfaces



# Lithium-ion battery life

## Solar photovoltaic (PV) — Energy Storage Systems (ESS)

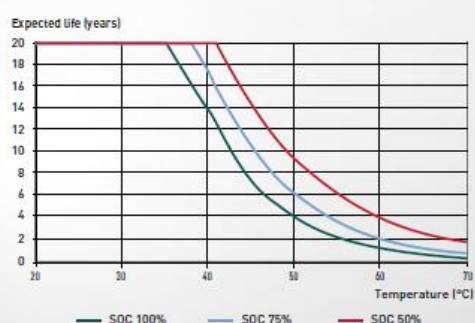


### What does battery life really mean?

There are two distinct, but inter-related ways that are used to measure the life of lithium-ion (Li-ion) batteries deployed in ESS applications for solar photovoltaic (PV) installations – calendar life and cycle life. Both are important.

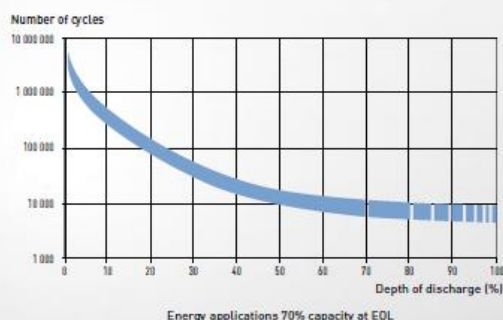
**Calendar life** is simply how long the battery might be expected to last in terms of calendar years. It is independent of how much the battery is charged and discharged. But it is influenced by the state of charge (SOC), which reflects how much charge is kept in the battery, and its operating temperature.

Expected life for VL Li-ion cells according to temperature (EOL for capacity loss of 20%)



**Cycle life** is expressed in terms of the number of charge and discharge cycles that can be achieved depending to what level the battery is discharged – its 'depth of discharge' or DOD. It is influenced by both the DOD and the charging rate.

Cycle life at + 25°C/ + 77°F



### When does a Li-ion battery reach its end of life (EOL)?

In contrast to other battery technologies, such as lead-acid batteries, Li-ion batteries do not suffer from 'sudden-death' failure. Instead they exhibit a gradual decrease in performance over their service life. So their end of life (EOL) is defined either by a reduction in initial capacity (typically 20 to 30%) or increase in impedance – which is important for power applications. It is important to remember that a Li-ion battery is not 'dead' at its EOL, it has simply reached a pre-defined measure of ageing.

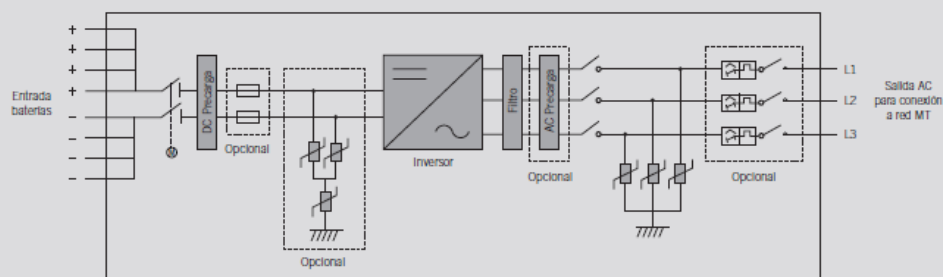
## Anexo VII-Hoja de características del convertidor bidireccional:

1000TL B400 DCAC Indoor	
<b>Baterías (DC)</b>	
Potencia nominal	≥ 1.030 kW
Rango de tensión en modo aislado	580 - 820 V
Rango de tensión para modos de funcionamiento en conexión a red <sup>2)</sup>	638 - 820 V
Tensión máxima <sup>2)</sup>	1.050 V
Corriente máxima	2.000 A
Número de entrada	8
Tipo de batería	Lead, Ni-Cd, Li-Ion
<b>Valores de Salida (AC)</b>	
Potencia nominal (a 50 °C)	1.000 kVA
Potencia máxima (a 30 °C)	1.108 kVA
Corriente máxima	1.600 A
Tensión nominal	400 V
Frecuencia	50 / 60 Hz
<b>Rendimiento</b>	
Eficiencia máxima	98,9%
<b>Datos generales</b>	
Aislamiento galvánico	No
Refrigeración por aire	8.000 m³/h
Consumo en stand-by	60 W
Temperatura en funcionamiento	-20 °C a +65 °C
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 95%
Altitud máxima <sup>3)</sup>	3.000
Grado de protección	IP20
Grado de protección de la electrónica	IP64
Peso	1.860 kg

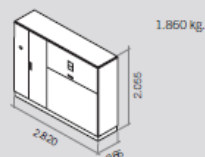
**Referencias normativas:** EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-12, EN 61000-3-11, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC 62103, EN 50178, FCC Part 15, EN 50438, IEC 62116, IEC 61727

**Notas:** <sup>1)</sup> Los modos en conexión a red incluyen los modos back-up, autoconsumo y soporte de red. La tensión DC mínima ( $V_{DC, min}$ ) para  $V_{grid, max} = 1,1$  p.u. Si  $V_{grid, max}$  es mayor que este valor, la tensión mínima debería ser corregida para  $V_{DC, min} = V_{grid, max} / 1,1$ . <sup>2)</sup> Por encima de 820 V, la corriente máxima disminuye gradualmente. <sup>3)</sup> Por encima de 1.000 m, la temperatura para potencia nominal se reduce 4,5 °C por cada 1.000 m.

### SUN STORAGE PowerMax



### Dimensiones (mm)



## Anexo VIII-Desarrollo de la ecuación para la obtención de la densidad del aire a partir de la altitud:

De acuerdo con la ley de los gases ideales, la densidad se define como:

$$\rho = \frac{P}{R \cdot T}$$

Donde:

$\rho$  = densidad del aire ( $\text{kg/m}^3$ )

P = presión (Pa)

R = constante universal de los gases ideales ( $287 \text{ J/kgK}$ )

T = temperatura (K)

La variable que Homer calculará es el ratio de densidad de aire, que es el cociente entre la densidad real del emplazamiento y la densidad bajo condiciones estándar (nivel del mar,  $15^\circ\text{C}$ ). Usando la ley de los gases ideales, se puede expresar de la siguiente manera:

$$\frac{\rho}{\rho_0} = \frac{P}{P_0} \left( \frac{T_0}{T} \right)$$

Donde:

$P_0$ =presión en condiciones estándar ( $101,325 \text{ Pa}$ )

$T_0$ =temperatura en condiciones estándar ( $288.16 \text{ K}$ )

Tanto la temperatura como la presión se ven afectadas por la altitud, sin embargo, el estándar estado unidense de la atmósfera usa la suposición de que, hasta altitudes de 11,000 metros, la temperatura decrece linealmente con la altitud siguiendo la siguiente ecuación:

$$T = T_0 - Bz$$

Donde:

B = Gradiente adiabático ( $0.0065 \text{ K/m}$ )

z = altitud (m)

Asumiendo esta simplificación, también se puede considerar la presión del aire dependiente de la altitud:

$$P = P_0 \left( 1 - \frac{Bz}{T_0} \right)^{g/RB}$$

Donde:

g = aceleración de la gravedad ( $9.81 \text{ m/s}^2$ )

Sustituyendo estas ecuaciones para la temperatura y presión en la ecuación definida por el ratio de densidad del aire, obtenemos finalmente la siguiente expresión:

$$\frac{\rho}{\rho_0} = \left( 1 - \frac{Bz}{T_0} \right)^{g/RB} \left( \frac{T_0}{T_0 - Bz} \right)$$

La única variable de la ecuación es  $z$ , la altitud. Esto supone una gran ventaja, ya que, con las aproximaciones realizadas, el ratio de densidad es solamente función de la altitud. Podemos usar esta ecuación para producir el siguiente gráfico:

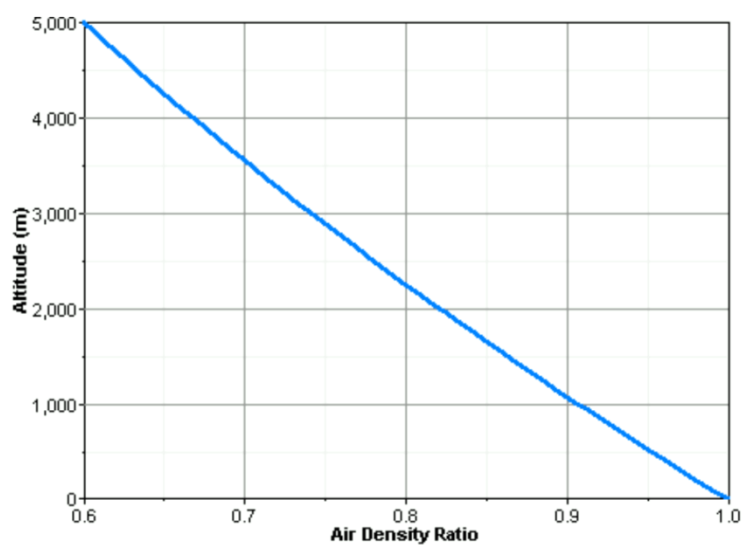


Figura 99-Ratio de densidad de aire frente altitud. Fuente: Homer



## Anexo IX-Informe de Homer de la solución final:

### Sensitivity case

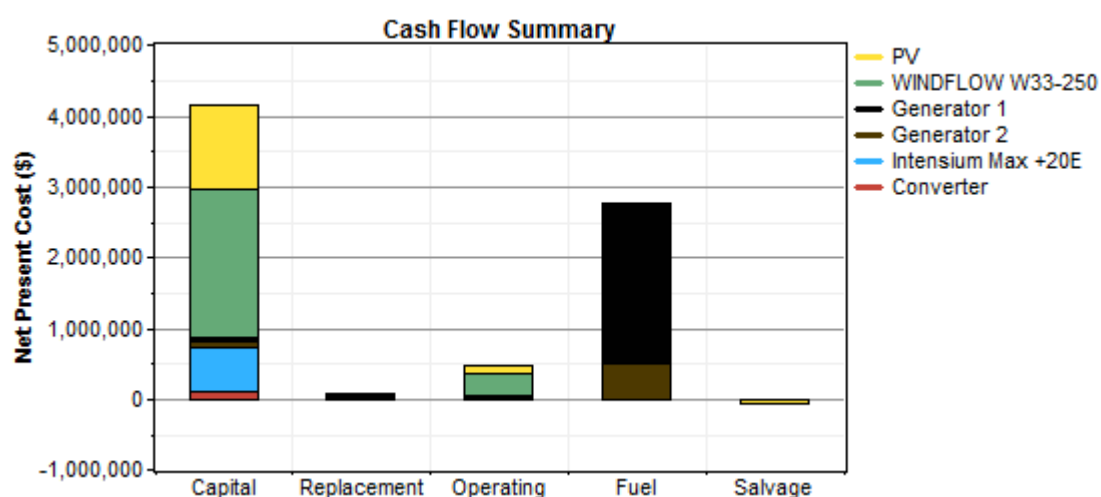
Diesel Price: 0.878 \$/L

### System architecture

PV Array	600 kW
Wind turbine	3 WINDFLOW W33-250
Generator 1	400 kW
Generator 2	400 kW
Battery	1 Intensium Max +20E
Inverter	1,030 kW
Rectifier	1,030 kW
Dispatch strategy	Load Following

### Cost summary

Total net present cost	\$ 7,380,245
Levelized cost of energy	\$ 0.168/kWh
Operating cost	\$ 273,764/yr



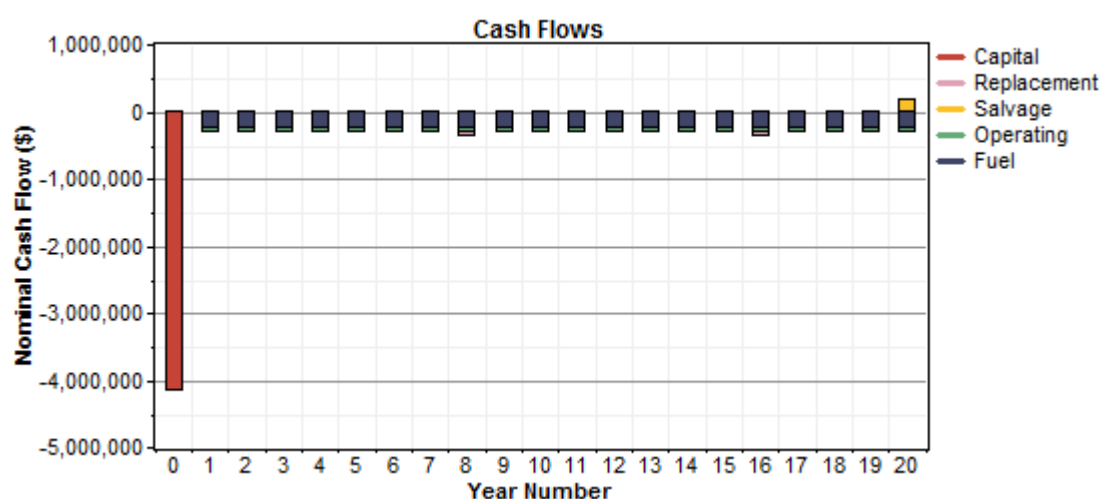
### Net Present Costs

Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)

PV	1,179,168	0	136,156	0	-47,650	1,267,674
WINDFLOW W33-250	2,097,583	0	285,869	0	0	2,383,453
Generator 1	63,800	63,287	46,427	2,243,265	-7,409	2,409,370
Generator 2	63,800	0	14,837	511,928	-3,168	587,398
Intensium Max +20E	630,000	0	0	0	0	630,000
Converter	109,312	0	0	0	-6,962	102,350
System	4,143,664	63,287	483,289	2,755,193	-65,189	7,380,244

### Annualized Costs

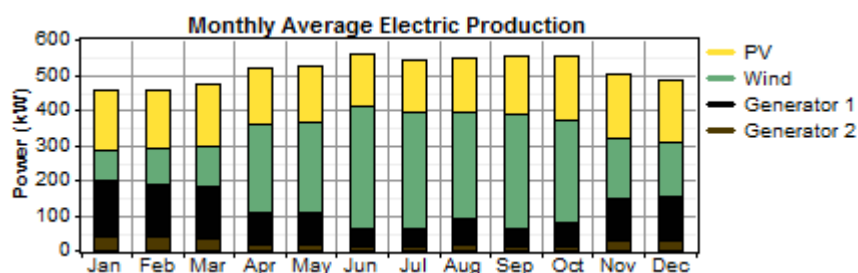
Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)
PV	99,739	0	11,517	0	-4,030	107,225
WINDFLOW W33-250	177,422	0	24,180	0	0	201,602
Generator 1	5,396	5,353	3,927	189,745	-627	203,795
Generator 2	5,396	0	1,255	43,301	-268	49,685
Intensium Max +20E	53,288	0	0	0	0	53,288
Converter	9,246	0	0	0	-589	8,657
System	350,488	5,353	40,879	233,046	-5,514	624,252



### Electrical



Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
PV array	1,447,942	32%
Wind turbines	2,007,071	44%
Generator 1	864,866	19%
Generator 2	192,326	4%
Total	4,512,204	100%



Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
AC primary load	3,431,005	92%
Deferrable load	279,876	8%
Total	3,710,881	100%

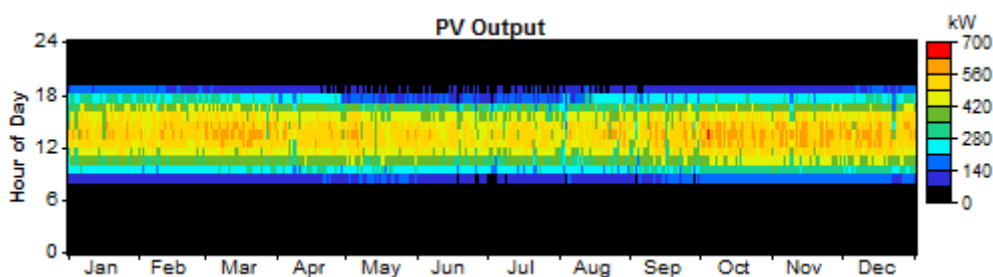
Quantity	Value	Units
Excess electricity	763,999	kWh/yr
Unmet load	60.0	kWh/yr
Capacity shortage	60.0	kWh/yr
Renewable fraction	0.766	

## PV

Quantity	Value	Units
Rated capacity	600	kW
Mean output	165	kW

Mean output	3,967	kWh/d
Capacity factor	27.5	%
Total production	1,447,942	kWh/yr

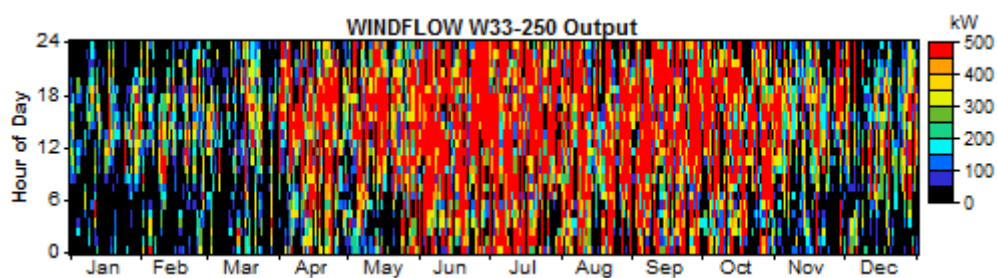
Quantity	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	630	kW
PV penetration	42.2	%
Hours of operation	4,383	hr/yr
Levelized cost	0.0741	\$/kWh



### AC Wind Turbine: WINDFLOW W33-250

Variable	Value	Units
Total rated capacity	750	kW
Mean output	229	kW
Capacity factor	30.5	%
Total production	2,007,071	kWh/yr

Variable	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	478	kW
Wind penetration	58.5	%
Hours of operation	7,848	hr/yr
Levelized cost	0.100	\$/kWh

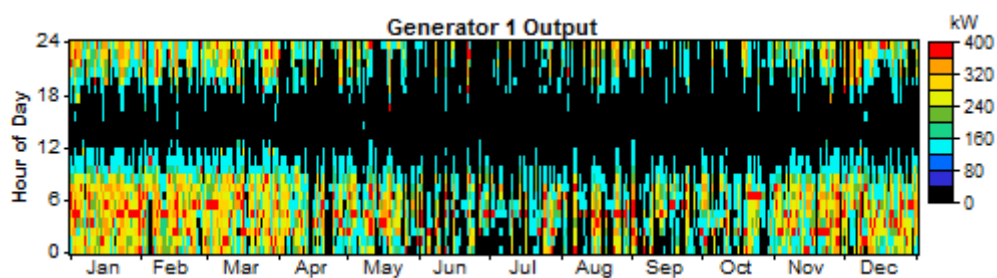


## Generator 1

Quantity	Value	Units
Hours of operation	3,927	hr/yr
Number of starts	445	starts/yr
Operational life	7.64	yr
Capacity factor	24.7	%
Fixed generation cost	5.83	\$/hr
Marginal generation cost	0.206	\$/kWhyr

Quantity	Value	Units
Electrical production	864,866	kWh/yr
Mean electrical output	220	kW
Min. electrical output	120	kW
Max. electrical output	400	kW

Quantity	Value	Units
Fuel consumption	216,110	L/yr
Specific fuel consumption	0.250	L/kWh
Fuel energy input	2,126,525	kWh/yr
Mean electrical efficiency	40.7	%

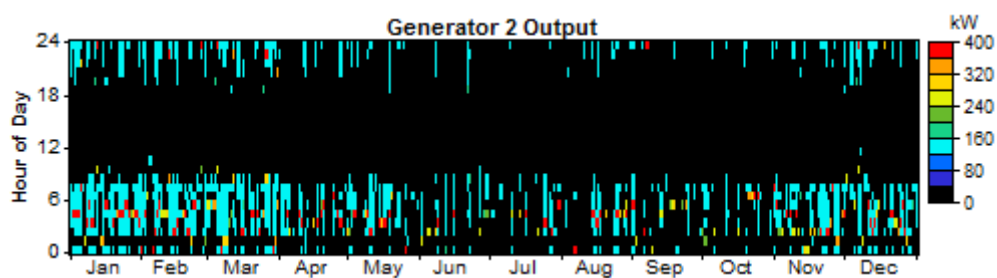


## Generator 2

Quantity	Value	Units
Hours of operation	1,255	hr/yr
Number of starts	462	starts/yr
Operational life	23.9	yr
Capacity factor	5.49	%
Fixed generation cost	5.83	\$/hr
Marginal generation cost	0.206	\$/kWhyr

Quantity	Value	Units
Electrical production	192,326	kWh/yr
Mean electrical output	153	kW
Min. electrical output	120	kW
Max. electrical output	400	kW

Quantity	Value	Units
Fuel consumption	49,318	L/yr
Specific fuel consumption	0.256	L/kWh
Fuel energy input	485,287	kWh/yr
Mean electrical efficiency	39.6	%

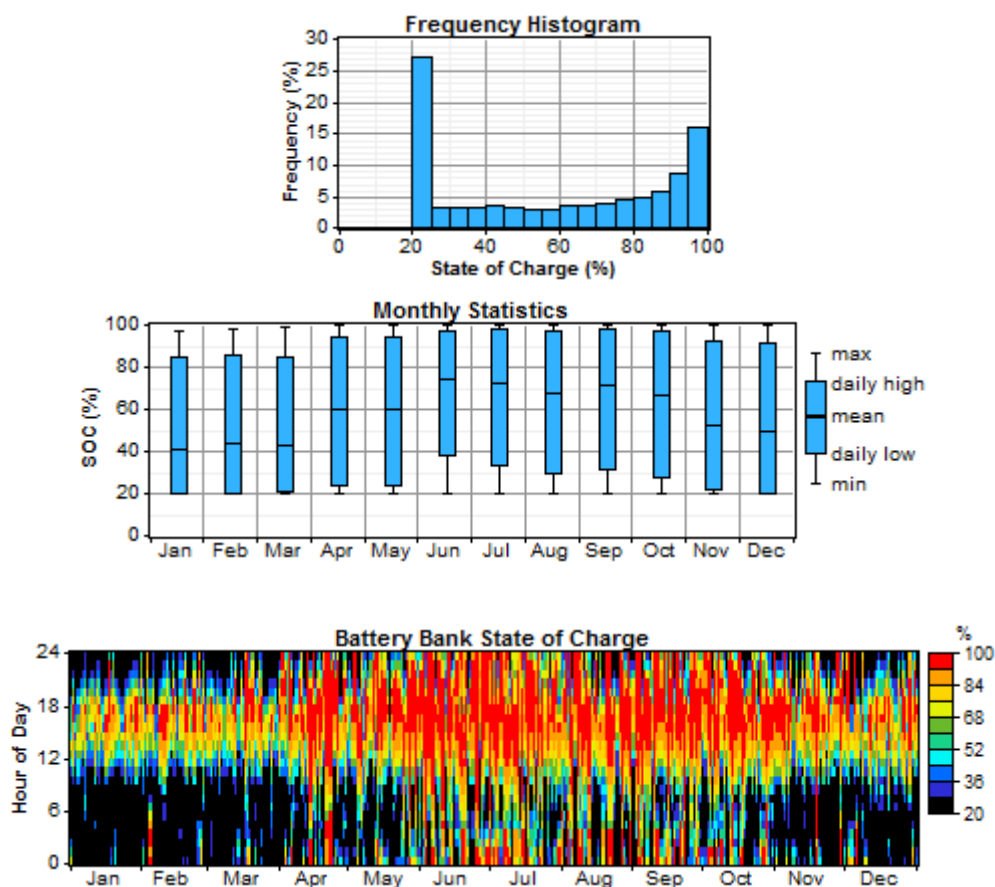


## Battery

Quantity	Value
String size	1
Strings in parallel	1
Batteries	1
Bus voltage (V)	705

Quantity	Value	Units
Nominal capacity	1,000	kWh
Usable nominal capacity	800	kWh
Autonomy	1.89	hr
Lifetime throughput	29,748,652	kWh
Battery wear cost	0.021	\$/kWh
Average energy cost	0.000	\$/kWh

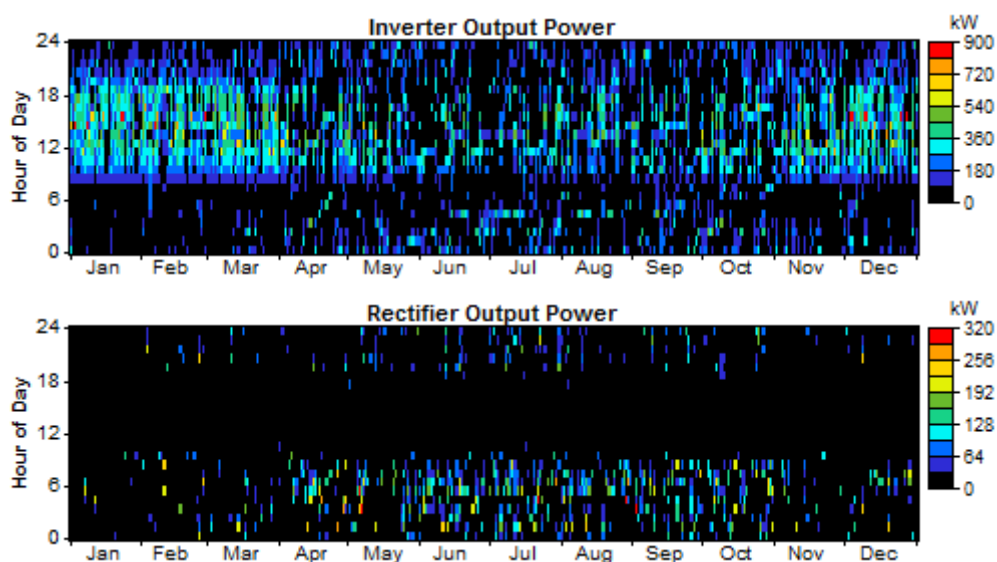
Quantity	Value	Units
Energy in	335,328	kWh/yr
Energy out	317,809	kWh/yr
Storage depletion	800	kWh/yr
Losses	16,718	kWh/yr
Annual throughput	326,926	kWh/yr
Expected life	20.0	yr



## Converter

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	1,030	1,030	kW
Mean output	102	9	kW
Minimum output	0	0	kW
Maximum output	877	318	kW
Capacity factor	9.9	0.9	%

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Hours of operation	4,754	1,496	hrs/yr
Energy in	909,748	81,800	kWh/yr
Energy out	891,553	80,164	kWh/yr
Losses	18,195	1,636	kWh/yr



## Emissions

Pollutant	Emissions (kg/yr)
Carbon dioxide	698,959
Carbon monoxide	1,725
Unburned hydrocarbons	191
Particulate matter	130
Sulfur dioxide	1,404
Nitrogen oxides	15,395

## Anexo X-Resultados de Matlab de la solución final:

### La configuración más óptima es:

---

Nº Aerogeneradores: 3.00

Potencia Fotovoltaica (kW): 300.30

Número Generadores Diésel: 3

Exceso de Energía (kWh/año y %):

Exceso de Energía (kWh/año)	Exceso de Energía (%)
869,044.64	16.46

Escasez de Energía (kWh/año y %):

Escasez (kWh/año)	Escasez (%)
0	0

Litros de Diésel consumidos cada año: 311429.39 L

Horas de funcionamiento del generador Diésel anual y total:

Hr. anual Ge1	Hr total Ge1	Hr. anual Ge2	Hr total Ge2	Hr. anual Ge3	Hr total Ge3
3,991.00	79,820.00	1,104.00	22,080.00	136.00	2,720.00

Renewable fraction: 0.64

### Parámetros económicos:

---

Capital anualizado (\$/año) y total (\$):

Capital Anualizado (\$/año)	Capital NP(\$)
306,042.91	3,618,205.32

Coste reemplazamiento anualizado (\$/año) y total (\$):

Coste Reemplazamiento Anualizado (\$/año)	Coste reemplazamiento NP(\$)
102,060.55	120,6615.22

Coste O&M anualizado (\$/año) y total (\$):



Capital O&M Anualizado (\$/año)	Coste O&M NP(\$)
35,414.00	418,683.48

Coste Combustible Diésel anual (\$/año) y total (\$):

Coste Diésel anualizado (\$/año)	Coste Diésel NP(\$)
273,435.01	3232,696.97

Coste residual anual (\$/año) y total (\$):

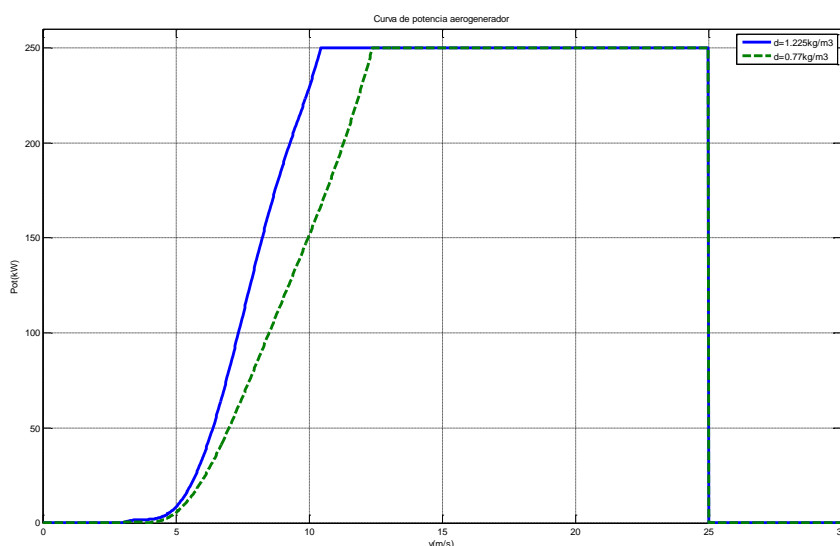
Salvage anualizado (\$/año)	Salvage Discounted (\$)
-68,039.51	-804,400.00

NPC (\$): 7,671,800.99

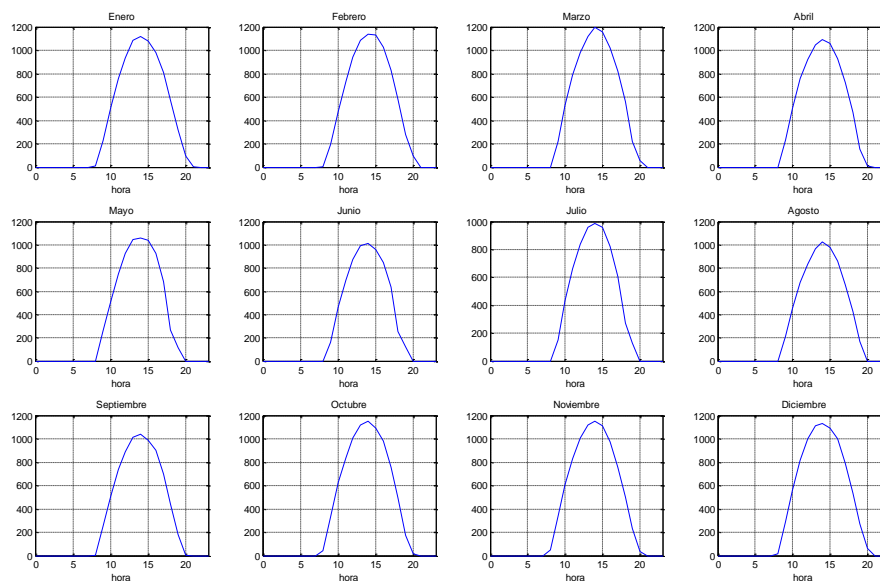
COE (\$/kWh): 0.17

## Gráficas

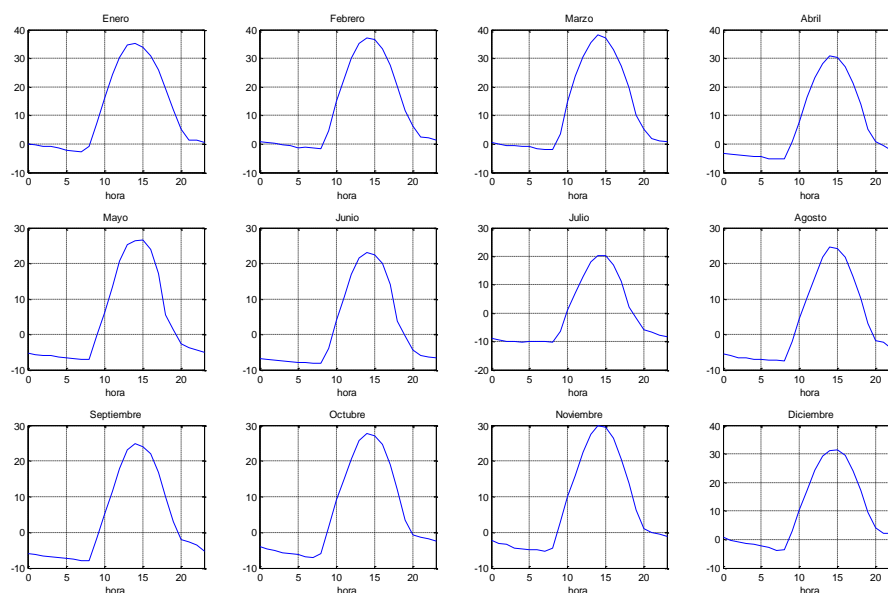
Curva de potencia del aerogenerador:



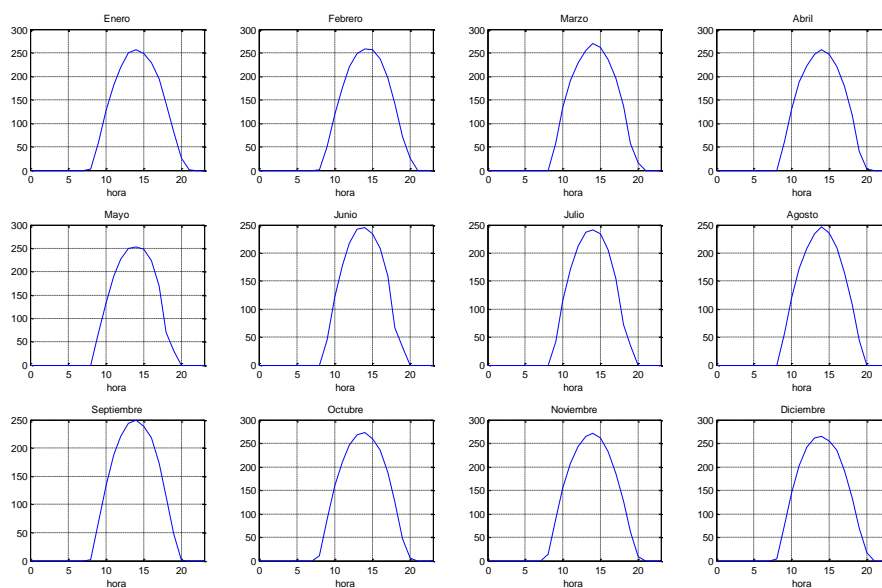
Medias diarias mensuales Irradiancia Incidente (W/m²):



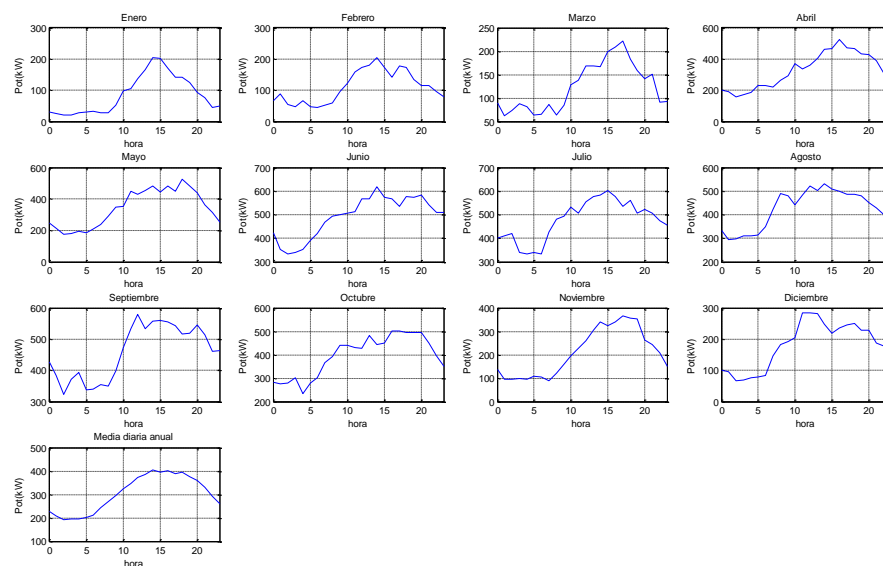
### Medias diarias mensuales Temperatura de la célula (°C):



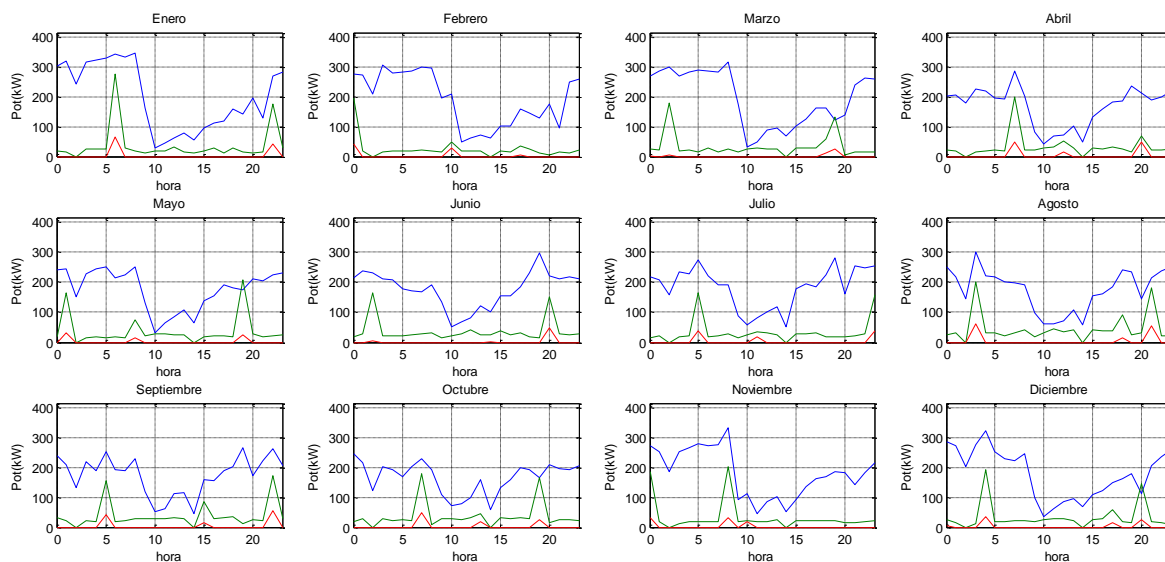
### Medias diarias mensuales potencia fotovoltaica solución (kW):



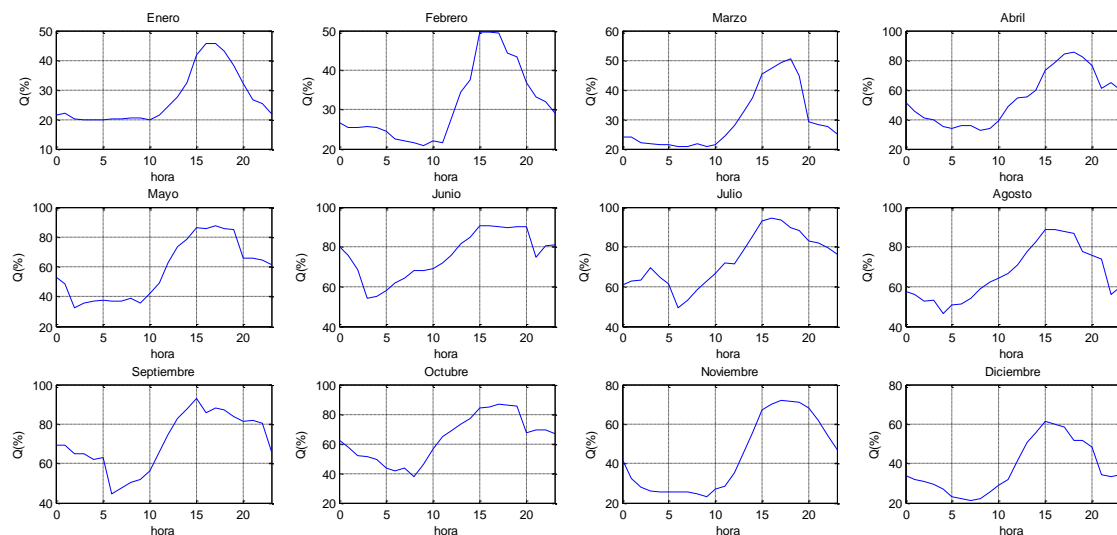
Medias diarias mensuales y anual-Potencia aerogeneradores de la solución (kW):



Medias diarias mensuales-Generadores Diésel (kW):



### Medias diarias mensuales Estado carga de la batería (%):



### Monthly Average Electric Production (kW):

